



TUGAS AKHIR - MO141326

STUDI KONSEP STRUKTUR PENOPANG TURBIN PLTAL UNTUK FSO LADINDA

DIMAS MEIDHIKA PUSURATAMA

NRP. 4310 100 068

Dosen Pembimbing :

Dr.Eng. Rudi Walujo P.,ST.,MT

Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng.,Ph.D.

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2016



FINAL PROJECT - MO 141326

CONCEPTUAL STUDIES OF CURRENT TURBIN'S SUPPORTING PLATFORM FOR FSO LADINDA

DIMAS MEIDHIKA PUSURATAMA

NRP. 4310 100 068

Supervisors:

Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST., MT

Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D

DEPARTEMEN OF OCEAN ENGINEERING

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institut of Technology

Surabaya

2016

KATA PENGANTAR

Assalammu'alaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT atas segala limpahan rahmat, hidayah dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan dengan baik dan lancar. Tugas Akhir ini berjudul “**Studi Konsep Desain Dimensi Struktur Penopang Turbin PLTAL dengan Analisa Dinamis Berbasis *Time Domain* Untuk FSO Ladinda**”.

Tugas Akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS). Tugas Akhir ini membahas mengenai pengembangan energi terbarukan dari arus laut di selat lalang yang dapat dimanfaatkan untuk penghematan konsumsi energi fosil sebagai sumber utama pembangkit listrik di FSO Ladinda.

Penulis menyadari dalam penulisan laporan ini masih banyak kekurangan, oleh karena itu saran dan kritik sangat penulis harapkan sebagai bahan penyempurnaan laporan selanjutnya. Penulis berharap semoga laporan ini bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang struktur lepas pantai, bagi pembaca umumnya dan penulis pada khususnya.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Januari 2016

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam pengerjaan Tugas Akhir ini penulis tidak terlepas dari bantuan serta dorongan moral maupun material dari banyak pihak baik secara langsung maupun tidak langsung. Penulis sangat berterima kasih kepada semua pihak yang telah membantu. Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada kedua orang tua dan kerabat dekat penulis, untuk segala doa, perhatian, dukungan, kepercayaan, cinta dan kesabaran yang telah diberikan selama ini.

Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST., MT dan Bapak Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D selaku dosen pembimbing. Kepada Bapak Ketua Jurusan Teknik Kelautan Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST., MT dosen wali penulis Bapak Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D serta bapak-bapak dosen dan karyawan Jurusan Teknik Kelautan atas semua bantuan, bimbingan dan ilmunya selama penulis duduk dibangku perkuliahan.

Tugas akhir ini juga tidak akan selesai tanpa dukungan teman-teman angkatan 2010 Megalodon, teman-teman di Laboratorium Operasional Riset dan Perancangan serta teman-teman penulis lainnya yang tidak bisa disebutkan satu-persatu. Terima kasih atas semua bantuannya, semoga mendapat balasan pahala dari Allah SWT.

Surabaya, Januari 2016

Penulis

**STUDI KONSEP DESAIN STRUKTUR PENOPANG TURBIN PLTAL
UNTUK FSO LADINDA**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh

Dimas Meidhika Pusuratama

NRP. 4310 100 068

Disetujui oleh:

1. Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST., MT. (Pembimbing 1)

2. Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D. (Pembimbing 2)

3. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc., Ph.D. (Penguji 1)

4. Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc., Ph.D. (Penguji 2)

5. Ir. Murdjito, M.Sc. Eng. (Penguji 3)

6. Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 4)

SURABAYA, JANUARI 2016

STUDI KONSEP STRUKTUR PENOPANG TURBIN PLTAL UNTUK FSO LADINDA

Nama Mahasiswa : Dimas Meidhika P.
NRP : 4310 100 068
Jurusan : Teknik Kelautan FTK – ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST.,
MT. Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng.,Ph.D

ABSTRAK

Ketahanan energi dunia sekarang menunjukkan penurunan khususnya energi fosil. Kedepan kebutuhan energi semakin besar disebabkan laju pertumbuhan manusia. Sistem penyediaan energi listrik yang dapat memenuhi kriteria di atas adalah sistem konversi energi yang memanfaatkan sumber daya energi terbarukan, seperti: matahari, angin, air, biomas dan lain sebagainya. FSO Ladinda salah satu fasilitas marine yang milik perusahaan EMP Malacca Strait S.A. yang digunakan sebagai penunjang kegiatan operasional eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi. Terletak di Selat Lalang, Indonesia mempunyai potensi untuk menghasilkan energi listrik dari arus laut. Akan tetapi, terdapat pertimbangan apabila 18 unit turbin tersebut dapat ditopang dengan menggunakan struktur terpancang berjenis *supporting platform*. Oleh karena itu, dibutuhkan analisa perancangan struktur secara statis dan dinamis untuk menghasilkan perancangan yang baik. Dari hasil penempatan turbin berdasarkan jarak aman yang telah ditentukan didapatkan luasan dek sebesar 15300 ft² dengan jumlah kaki 12 buah. Setelah perhitungan serta pemodelan analisa statis dilakukan, didapatkan respon statis dengan *Unity Check* terbesar kondisi operasi sebesar 0.65 pada *secondary girder* dan kondisi badai sebesar 0.56 pada *secondary girder pula*. Pada analisa statis akibat beban arus tambahan, terjadi tegangan maksimum pada struktur pada member 003P-103P dengan ID member PL1 sebesar -24,22 ksi pada *load condition* 6002. Sedangkan *Joint Displacement* terbesar terjadi pada simpul dengan *joint ID* 0008 sebesar 7,474 in, pada *load condition* 6002 pada kondisi badai.

Kata kunci: *Fixed Platform, Static Response, FSO Ladinda, Selat Lalang, Turbin Darrieus BPPT LHI*

CONCEPTUAL STUDIES OF CURRENT TURBIN'S SUPPORTING PLATFORM FOR FSO LADINDA

Name : Dimas Meidhika Pusuratama
NRP : 4310 100 068
Major : Teknik Kelautan FTK – ITS
Supervisors : Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST., MT.
Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D

ABSTRACT

World energy security is showing a decline of fossil energy in particular nowadays. In the future energy needs of the greater due to the growth rate of a human. Electrical energy supply system that can meets the above criteria are energy conversion systems that utilize renewable energy resources, such as solar, wind, water, biomass and others. FSO Ladinda one of the marine facility that is owned by the company EMP Malacca Strait SA which is used to support operational activities of exploration and exploitation of oil and gas. Located in the Strait of Lalang, Indonesia has the potential to generate electricity from ocean currents. However, there is a consideration if the turbine unit 18 can be supported by using a fixed structure supporting various platforms. Therefore, the required structural design analysis of static and dynamic to produce good design. From the results of the placement of the turbine based on a predetermined safe distance obtained a deck area of 15300 ft² with a number of legs 12 pieces. After calculation and modeling of static analysis is done, the response obtained with Unity Check biggest static operating conditions of 0.65 in secondary girder and storm conditions of 0.56 in secondary girder anyway. In the analysis of static load due to additional current that affect on turbine, maximum force occurs in the structure of the member 003P-103P with the member ID PL1 of -24.22 ksi on load condition 6002. The largest displacement joint occur in the joint node ID 0008 amounted to 7.474 in, on the load condition 6002 in storm conditions.

Keywords: *Fixed Platfrom, Static Response, FSO Ladinda, Selat Lalang, Turbin Darrieus BPPT LHI*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Perumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Manfaat	4
1.5 Batasan Masalah	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1. Penelitian Sebelumnya	5
2.2. Pembangkit Listrik Tenaga Arus.....	5
2.3. Turbin Darrieus BPPT LHI	7
2.4. Konfigurasi Turbin	7
2.5. Definisi Arus Laut	8
2.6. Jenis-Jenis Arus Laut.....	8
2.6.1. Arus Ekman	8
2.6.2. Arus Geotrofik	9
2.6.3. Arus Thermohaline.....	10
2.6.4. Pasang Surut	11
2.7. Pengenalan Bangunan Lepas Pantai	12
2.8. Definisi Struktur Terpancang	13
2.9. Jenis Platform	13
2.10. Macam-Macam Beban yang Bekerja Pada Anjungan Lepas Pantai	14

2.11. Kondisi Pembebanan	16
2.12. Penentuan Teori Gelombang	17
2.13. Teori Gelombang	17
2.14. Perhitungan Gaya Gelombang (Persamaan Morison)	21
2.15. Perhitungan Gaya Arus	22
2.16. Perhitungan Gaya Angin	23
2.17. Desain Struktur Baja	24
2.18. Penentuan Awal Struktur Jacket	26
2.19. Ketebalan Pile Wall	28
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	31
3.1. Diagram Alir Penelitian	31
3.2. Prosedur Penelitian	33
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN	37
4.1. Tinjauan Daerah Studi	37
4.1.1 Geografis	37
4.2. Kondisi Lingkungan	38
4.2.1. Kcepatan dan Arah Angin	38
4.2.2. Data Gelombang	39
4.2.3. Data Pasang Surut	39
4.2.4. Data Arus	40
4.3. Proses Desain Supporting Platform Terpancang	41
4.3.1. Kriteria Perancangan Deck	41
4.3.2. Data Turbin	43
4.3.3. Kriteria Perancangan Desain Jacket	46
4.4. Penentuan Properties Struktur	47
4.4.1. Desain Pembebanan	47
4.4.2. Dek Framing dan Pemilihan Profile	47
4.4.3. Penentuan Profile Member dan Pelat pada Deck	48
4.4.4. Penentuan Diameter Tubular Deck Leg	51
4.4.5. Axial Compresion	52
4.4.6. Penentuan Diameter Jacket Leg	52

4.4.7. Penentuan Dimensi Poros dan Berat Turbin	52
4.5. Pemodelan Statis Struktur	54
4.5.1. Geometri Struktur	54
4.5.2. Input Beban Aksial	55
4.5.3. Input Beban Lateral (Enviromental Loading)	56
4.5.4. Kombinasi Pembebanan	57
4.5.5. Respon Statis Struktur	58
4.5.6. Redesign	58
4.6. Analisa Statis Akibat Beban Arus yang Terjadi Pada Turbin.....	61
4.6.1. Penentuan Beban Arus yang Bekerja.....	62
4.6.2. Pemodelan Struktur pada <i>Software</i> Akibat Beban Arus	
Tambahan.....	63
4.6.3. <i>Member Stress</i> dan <i>Joint Displacement</i>	63
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	65
5.1. Kesimpulan	65
5.2. Saran	66
DAFTAR PUSTAKA.....	67
LAMPIRAN	
BIOGRAFI PENULIS	

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Parameter Profil Gelombang	19
Tabel 2.2 Parameter Kecepatan Gelombang	19
Tabel 2.3 Parameter Frekuensi dan Tekanan	20
Tabel 2.4 <i>Effective Length Factor and Reduction Factor</i>	27
Tabel 4.1 Data Gelombang	38
Tabel 4.2 Data Parameter Gelombang	39
Tabel 4.3 Data Arus yang Digunakan dalam Anilisa	41
Tabel 4.4 Data Turbin yang Digunakan dalam Anilisa	44
Tabel 4.5 Distribusi Beban dan Jarak Pile dari Titik Berat	49
Tabel 4.6 Data Awal Turbin	51
Tabel 4.7 Berat Total Sistim PLTAL	51
Tabel 4.8 Resume Profil Member Girder dan Jacket	51
Tabel 4.9 Resume Profil Member Girder dan Jacket (lanjutan)	52
Tabel 4.10 Matriks Pembebanan Kondisi Operasi	55
Tabel 4.11 Matriks Pembebanan Kondisi Badai	56
Tabel 4.12 <i>Redesign</i> Profil Struktur	57
Tabel 4.13 <i>Group UC Summary</i>	57
Tabel 4.14 <i>Joint Can Summary</i>	58
Tabel 4.15 <i>Joint Can Summary</i> (lanjutan)	59

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Konsumsi solar tiga tahun rata-rata meningkat sebesar 9.1 %	1
Gambar 2.1 Jenis-jenisturbin sumbu vertikal	6
Gambar 2.2 Variasi jumlah bladesumbu horisontal	7
Gambar 2.3 Sirkulasi Arus Ekman Sesuai Dengan Kedalaman	9
Gambar 2.4 Arus Geostropik dalam Kesetimbangan	10
Gambar 2.5 Siklus arus Thermohaline	11
Gambar 2.6 <i>Fixed Jacket Platform</i> dengan Bagian-Bagian nya	12
Gambar 2.7 Region of Wave Validity	17
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> penyelesaian Tugas Akhir	31
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> penyelesaian Tugas Akhir (Lanjutan)	32
Gambar 4.1 Lokasi Penelitian PLTAL, Kecamatan Merbau	38
Gambar 4.2 Gambar <i>Windrose</i> Pada Selat Lalang	39
Gambar 4.3 Pasang Surut Sungai Pakning tanggal 19 – 23 Maret 2014	40
Gambar 4.4 Lokasi Buoy 1 Sebagai Penempatan Struktur Nantinya	42
Gambar 4.5 Turbin <i>farming</i> pemasangan secara horizontal	43
Gambar 4.6 Desain Awal Struktur Dek Tampak Atas	45
Gambar 4.7 Sketsa Desain Awal Struktur <i>Jacket</i> Tampak Depan	46
Gambar 4.8 Sketsa Desain Awal Struktur <i>Jacket</i> Tampak Samping	47
Gambar 4.9 Beban q yang Diaplikasikan Merata Sepanjang Span	49
Gambar 4.10 Gambar Tebal Pelat dalam AISC 9 th	50
Gambar 4.11 Besar Luasan yang Ditinjau dalam Perhitungan Beban Area	50
Gambar 4.12 Bentuk Geometri Struktur Pada <i>Software</i>	54
Gambar 4.13 Input Beban <i>Self Weight</i> pada <i>Software</i>	55
Gambar 4.14 Input Beban <i>Live Load</i> pada <i>Software</i>	55
Gambar 4.15 <i>Load Condition</i> Pada Pemodelan Pembebanan	56
Gambar 4.16 Area Pemodelan Yang Terpapar Beban Angin	57
Gambar 4.17 Arah dan Pembebana Arus yang Terjadi Pada Struktur	61
Gambar 4.18 Salah Satu Penempatan Beban Simpul Ra (A) dan Rb (B)	63
Gambar 4.19 Banyak Beban Simpul yang Diaplikasikan	63
Gambar 4.20 Ilustrasi Tegangan yang Bekerja Pada Member	64
Gambar 4.21 Tegangan yang Terjadi Member pada Kritis Disetiap <i>Group ID</i> .	64

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A. PERHITUNGAN MANUAL

LAMPIRAN B. ISOMETRI STRUKTUR

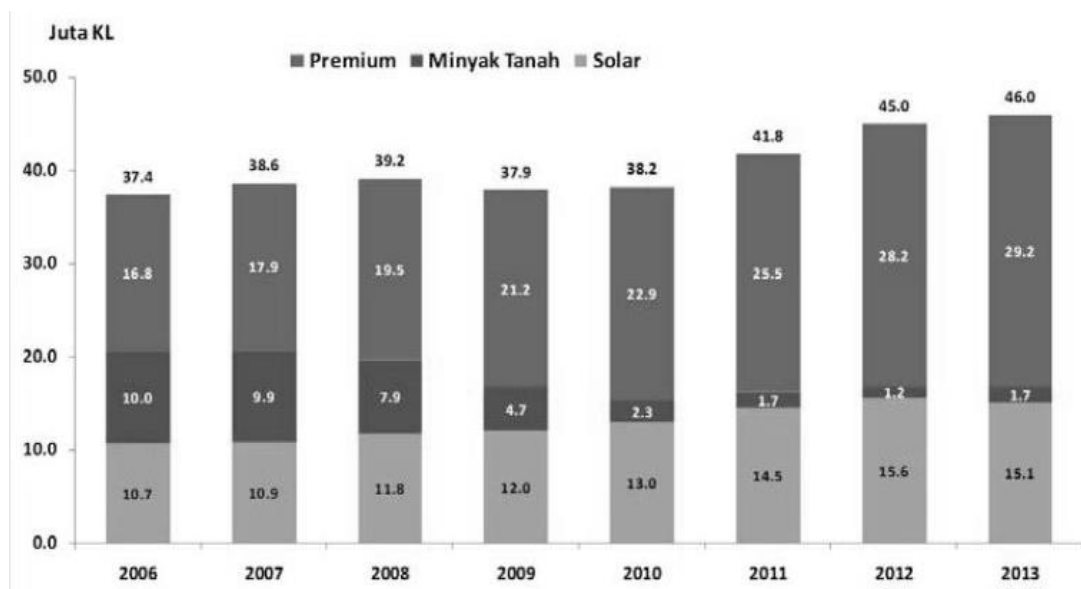
LAMPIRAN C. SACS OUTPUT LIST

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Ketahanan energi dunia sekarang menunjukkan penurunan khususnya energi fosil. Kedepan kebutuhan energi semakin besar disebabkan laju pertumbuhan manusia. Pemanasan global saat ini telah menjadi isu dunia dimana penyebabnya adalah semakin banyaknya kandungan CO₂ di udara. Hal ini tidak lain disebabkan oleh penggunaan bahan bakar fosil secara berlebihan dan tanpa kendali. Untuk mengurangi emisi gas CO₂ bisa dengan cara membatasi penggunaan energi fosil. Salah satu solusi untuk mengatasi kelangkaan energi fosil dan pemanasan global adalah penggunaan energi terbarukan yang ramah lingkungan sebagai sumber energi alternatif. Akan tetapi konsumsi kebutuhan energi di Indonesia hampir 95% dipenuhi menggunakan bahan bakar energi fosil (Mukhtasor, 2012).



Gambar 1.1 Konsumsi solar tiga tahun rata-rata meningkat sebesar 9,1 %
(Sumber; <http://datacenterukp.wordpress.com>, 2014)

Jika tidak ditemukan alternatif energi baru maka akan terjadi krisis energi. Jelas diatur pada Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2007 yang

berkaitan dengan energi, bahwa penggunaan dan pemanfaatan energi diutamakan menggunakan teknologi yang ramah lingkungan.

Sistem penyediaan energi listrik yang dapat memenuhi kriteria di atas adalah sistem konversi energi yang memanfaatkan sumber daya energi terbarukan, seperti: matahari, angin, air, biomas dan lain sebagainya. Wilayah Indonesia yang terbentang di antara bujur 85°E - 141°E dan lintang 11°S - 6°N dengan luas wilayah yang sebagian besar berupa laut (70%) dikenal sebagai '*maritime continent*'. Kondisi geografis Indonesia yang terdiri atas ribuan pulau dan kepulauan, tersebar dan tidak meratanya pusat-pusat beban listrik, rendahnya tingkat permintaan listrik di beberapa wilayah, tingginya biaya marginal pembangunan sistem suplai energi listrik, serta terbatasnya kemampuan finansial, merupakan faktor-faktor penghambat penyediaan energi listrik dalam skala nasional.. Salah satu sumber energi terbarukan yang ramah lingkungan dan terbarukandiantaranya adalah tenaga air atau dalam hal ini arus laut.

Umumnya arus laut mempunyai daya yang dapat menghasilkan arus listrik yang cukup. Negara Indonesia yang wilayahnya memiliki banyak pulau dan selat, dapat menghasilkan kecepatan arus yang cukup deras akibat melewati selat-selat tersebut. Daerah-daerah di Indonesia yang berpotensi memiliki arus laut yang cukup deras terletak pada wilayah laut di Timur Riau, laut dan muara sungai antara Sumatera Selatan dan Bangka, laut dan selat di sekitar Pulau Madura, pesisir Kalimantan Timur, dan Muara sungai di selatan Pulau Papua.

FSO Ladinda salah satu fasilitas marine yang milik perusahaan EMP Malacca Strait S.A. yang digunakan sebagai penunjang kegiatan operasional eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi. Terletak di Selat Lalang, Indonesia mempunyai potensi untuk menghasilkan energi listrik dari arus laut. Arus di Selat Lalang memiliki kecepatan 2m/s yang dapat menghasilkan rapat daya berkisar 4.1 Kw/m². FSO Ladinda yang beroperasi di selat tersebut berencanamenggunakan arus sebagai pengganti bahan bakar minyak dalam memasok kebutuhan listrik operasionalnya.

Pada penelitian sebelumnya (Wilda, 2014), telah dilakukan pendekatan sebagai studi analisa untuk mengetahui potensi yang dapat dimanfaatkan. Pendekatan yang memungkinkan dilakukan yaitu pendekatan pemanfaatan luas permukaan dengan asumsi luas sebesar 0.007 km^2 (142m x 50m). Pengolahan arus tersebut menggunakan buoy dengan perencanaan perancangan menggunakan 18 unit turbin secara farming dan diperkirakan menghasilkan daya maksimal sebesar 73 Kw. Dengan daya tersebut, dapat diperkirakan akan memasok 30% dari kebutuhan listrik FSO Ladinda. Akan tetapi, terdapat pertimbangan apabila 18 unit turbin tersebut dapat ditopang dengan menggunakan struktur terpancang berjenis *supporting platform*. Dalam perancangan tersebut diperlukan struktur yang ideal dan efisien, akibat fungsi dari struktur tersebut hanya digunakan sebagai penopang. Oleh karena itu, dibutuhkan analisa perancangan struktur secara statis untuk menghasilkan perancangan yang baik.

1.2 Perumusan masalah

Untuk memperoleh hasil yang diharapkan dalam analisa tersebut, maka telah ditentukan parameter untuk menyelesaikannya, yaitu:

1. Bagaimana konsep desain struktur penopang tertambat untuk dapat mengakomodasi PLTAL dengan baik?
2. Bagaimana respon statis struktur terhadap beban-beban yang bekerja?
3. Berapa besar tegangan dan deformasi pada struktur *jacket* akibat beban arus yang terjadi pada turbin?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan yang akan dicapai sebagai berikut:

1. Mengetahui desain geometri keseluruhan struktur yang sesuai dan dapat menopang PLTAL dengan baik.
2. Mengetahui respon statis yang terjadi pada struktur akibat beban yang bekerja.

3. Mengetahui tegangan dan deformasi pada struktur *jacket* akibat beban arus.

1.4 Manfaat

Manfaat yang dicapai dalam tugas akhir ini ialah:

1. Sebagai bahan pertimbangan dalam pembangunan struktur penunjang turbin yang akan dibangun pada FSO Ladinda.
2. Menghasilkan perancangan struktur yang baik dan efisien yang dapat digunakan sebagai struktur penopang.

1.5 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah yang diberikan dalam tugas akhir ini ialah:

1. Analisa struktur menggunakan analisa perancangan bangunan lepas pantai statis.
2. Anjungan yang akan dirancang berupa *unmanned platform*.
3. Data turbin dan lingkungan didapat dari penelitian sebelumnya yang telah dilakukan serta perbandingan dari struktur serupa yang telah dibangun sebelumnya.
4. Input perhitungan data analisa struktur hanya dilakukan pada kondisi-kondisi beban maksimum.
5. Struktur turbin yang digunakan tipe Darrieus BPPT LHI.
6. Gaya yang bekerja pada turbin hanyalah *drag force* dan tidak menimbulkan gaya angkat.
7. *Drag Force* yang diperhitungkan berasal dari kecepatan arus maksimum, minimum, dan rata-rata saja.
8. Analisa statis yang dilakukan hanya pada struktur dan tidak memperhitungkan analisa *ultimate bearing capacity*.
9. Perencanaan tidak memperhitungkan analisa dari segi ekonomi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Penelitian Sebelumnya

Pada penelitian sebelumnya, dengan pembahasan Konsep Pemanfaatan arus di Selat Lalang sebagai Sumber Energi Terbarukan untuk FSO Ladinda (Wilda, 2014) peneliti menyimpulkan bahwa arus didominasi oleh arus pasang surut yang mempunyai tipe bolak balik. Besar kecepatan arus dominan dalam satu tahun pada buoy-1 didapatkan pada hasil simulasi berkisar antara 0,601 m/s dan 0.700 m/s. Sedangkan pada Buoy-2, arus laut berkisar antara 0,801 m/s dan 0,900 m/s sedikit lebih besar, sehingga mampu menghasilkan daya listrik sebesar 50 MW dengan perpotongan luasan daerah 48300 m² dengan perhitungan secara teoritis.

Peneliti melakukan tiga pendekatan untuk mengetahui potensi dari dua buoy yang dapat menghasilkan daya listrik yang cukup memadai serta tidak mengganggu arus pelayaran laut yaitu melalui pendekatan ketiga dengan menggunakan buoy-1. Peneliti menyimpulkan pada pendekatan ketiga dengan memanfaatkan luas permukaan seluas 0,007 Km² serta mempertimbangkan faktor keamanan yang tidak mengganggu arus lalu lintas pelayaran dapat terpasang turbin sejumlah 18 unit secara *farming* dan menghasilkan daya listrik maksimal sebesar 73 kW yang dapat memasok kebutuhan FSO Ladinda sehari-hari sebesar 30%. Mengingat banyaknya turbin yang digunakan sehingga membutuhkan pembangunan konstruksi yang membutuhkan struktur terpancang atau *fixed platform* guna membantu operasional dan perawatan alat secara keseluruhan.

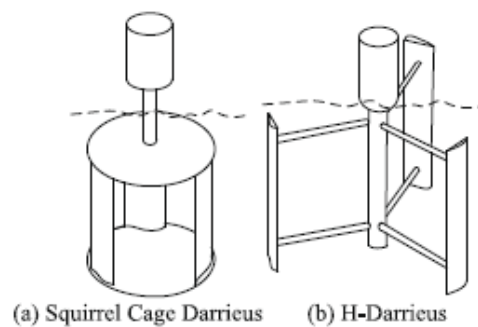
2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Arus

Dalam sistem kerja pembangkit listrik tenaga arus pada umumnya untuk menggerakkan generator maka diperlukan gaya yang dapat memutar turbin. Berputarnya turbin sama layaknya dengan berputarnya turbin angin yaitu karena adanya baling-baling atau *blade*. Pada umumnya, turbin terdiri dari dua jenis berdasarkan sumbu berputarnya, yaitu turbin tipe vertikal dan tipe horizontal. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat dibawah ini:

a. Turbin Sumbu Vertikal

Prinsip kerja sumbu vertikal yaitu diposisikan dalam keadaan berdiri yang berputar pada sumbu y. Turbin dengan sumbu vertikal memiliki keuntungan yaitu dapat memanfaatkan fluida yang mengalir dari segala arah. Turbin sumbu vertikal didesain untuk memutar kincir angin yang digunakan untuk memompa air dan menggiling gandum.

Pada turbin sumbu vertikal kemudian dibagi kembali menjadi beberapa jenis yaitu: SC-Darrieus dan H-Darrieus (*Straight Blade*), Darrieus (*Curved Blade*), Gorlov (*Helical Blade*) dan Savanius (*Straight Skewed*).



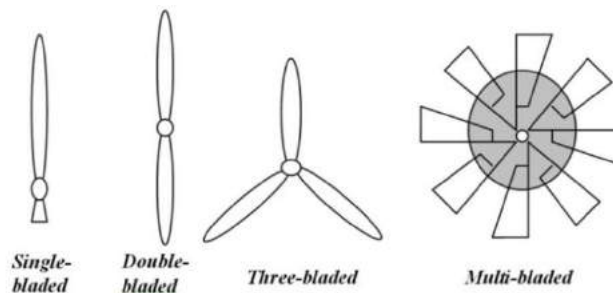
Gambar 2.1 Jenis-jenisturbin sumbu vertikal
(sumber: <http://www.v-gurp.nl>, 2014)

b. Turbin Sumbu Horizontal

Pada prinsip kerja turbin sumbu Horizontal turbin berputar berporos pada sumbu x. Pada turbin sumbu horizontal, turbin juga bekerja hanya jika aliran fluida searah dengan sumbu turbin, akibatnya turbin harus diputar-putar menurut arah dari aliran fluida.

Pada jumlah baling-baling atau *blade* turbin sumbu horizontal, memiliki macam-macam jumlah baling-balingnya, ada turbin yang memiliki 2 *blade* hingga 4 *blade*. Hal ini mempengaruhi tingkat putaran turbin dengan semakin banyak jumlah *blade* maka semakin tinggi pula putarannya. Keuntungan dari turbin sumbu horizontal dibanding dengan sumbu vertikal ialah efisiensi yang didapat lebih tinggi. Akan tetapi, kekurangan dari

turbin ini ialah yang telah disebutkan sebelumnya yaitu, generator dapat bekerja apabila arah aliran fluida mengalir searah dengan sumbu dari turbin berputar



Gambar 2.2 Variasi jumlah bladesumbu horisontal
(sumber: Daryanto, 2007)

2.3 Turbin Darrieus BPPT LHI

Pada pemanfaatan energi gelombang arus, dibutuhkan turbin yang telah diaplikasikan yaitu Turbin Darrieus BPPT LHI. Turbin tersebut pernah diaplikasikan di Selat Larantuka, Flores dan mampu menghasilkan daya listrik hingga 10 Kw. Turbin Darrieus BPPT LHI menggunakan tiga baling-baling atau *blade* dengan tipe NACA 0018. Laboratorium Hidro Dinamika Indonesia telah melakukan uji coba kepada turbin ini untuk mengetahui batas minimal kecepatan arus yang dapat memutar turbin. Kecepatan minimal yang dapat memutar Turbin Darrieus BPPT LHI ialah sebesar 0,3 m/s dan pada keadaan arus rendah tersebut turbin ini dapat berputar dengan kecepatan putar 10 RPM dengan *rated power* 10Kw.

2.4 Konfigurasi Turbin

Mengetahui ukuran turbin digunakan untuk menentukan dimensi turbin yang nantinya akan digunakan pada instalasi platform. Apabila dimensi turbin diketahui, maka tata letak turbin dapat diatur sedemikian rupa agar pembangunan struktur lebih efisien nantinya. Ukuran turbin sangat berpengaruh besar pada penentuan dimensi platform, karena dalam aturan tata letak nya turbin harus diberikan *clereance* atau jarak aman agar arus yang diterima oleh turbin tidak terpengaruh dengan keberadaan struktur disekitarnya.

Pada penelitian sebelumnya (Wilda, 2014) telah ditentukan konfigurasi dari Turbin Darrieus BPPT LHI dengan tiga baling-baling atau *blade* sebanyak tiga buah dengan tipe *blade airfoil* NACA 0018. *Airfoil* tipe NACA 0018 sendiri mempunyai ukuran dan konfigurasi sebagai berikut :

- Tipe *Blade*: *Vertical Axis Tidal Turbine* NACA 0018 (*three-blades*)
- Panjang Rotor : 2,5 meter
- Diameter Rotor: 3,6 meter
- Luas Putaran Turbin: 9 m²
- Densitas Air Laut: 1025 kg/m³
- Efisiensi Turbin: 50%
- Panjang *Chord*: 152,4 mm

2.5 Definisi Arus laut

Arus laut adalah proses pergerakan massa air laut yang menyebabkan perpindahan horizontal dan vertikal massa air laut tersebut yang terjadi secara terus. Pergerakan massa air ini ditimbulkan oleh beberapa gaya sehingga sinyal arus merupakan resultan dari berbagai sinyal yang mempunyai frekuensi tertentu yang dibangkitkan oleh beberapa gaya yang berbeda-beda.

Sedangkan menurut Hutabarat dan Evans (1984) arus merupakan gerakan air yang terjadi pada seluruh lautan di dunia. Arus laut mampu mengalir mengarungi ribuan kilometer dan sangat penting untuk menentukan iklim dari sebuah benua, khususnya wilayah yang berbatasan dengan laut. Contohnya arus Gulf Stream yang menyebabkan daerah Barat Laut Eropa lebih hangat dibandingkan wilayah lain yang memiliki lintang yang sama (Wikipedia, 2014).

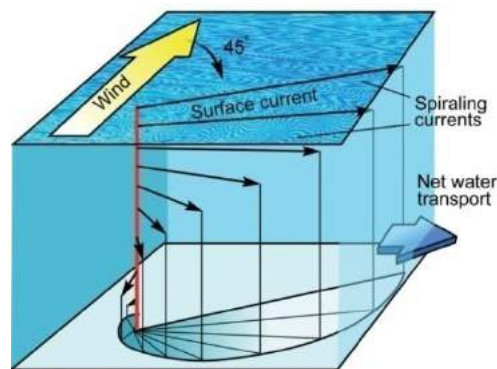
2.6 Jenis-Jenis Arus Laut

2.6.1 Arus Ekman

Arus Ekman merupakan arus yang disebabkan oleh gesekan angin (*wind friction*). Umumnya permukaan air yang langsung bersentuhan dengan angin akan menimbulkan arus di lapisan permukaan dengan kecepatan arus + 2%

dari kecepatan angin itu sendiri. Arah arus yang ditimbulkan tidak searah dengan pergerakan angin karena adanya gaya coriolis yang ditimbulkan oleh rotasi bumi.

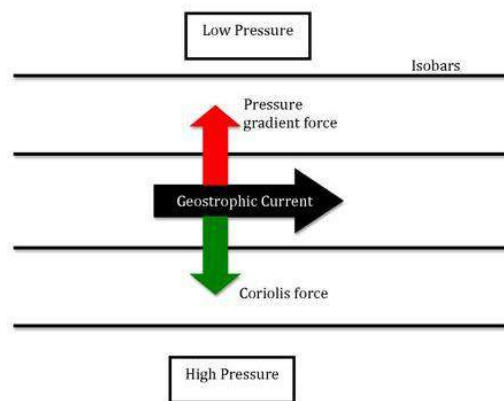
Arus akan dibelokkan ke kanan pada Belahan Bumi Utara (BBU) dan dibelokkan ke kiri pada Belahan Bumi Selatan (BBS). Gaya gesekan molekul dari massa air membuat lapisan dalam dibelokkan oleh lapisan atasnya sampai pada kedalaman tertentu dimana gaya gesekan molekul ini tidak berpengaruh lagi. Fenomena pembelokan arus ini dikenal dengan Spiral Ekman.



Gambar 2.3 Sirkulasi Arus Ekman Sesuai Dengan Kedalaman
(Sumber: <http://unmgeografi.wordpress.com>, 2015)

2.6.2 Arus Geostrofik

Arus geostrofik merupakan arus yang terjadi akibat adanya keseimbangan geostrofik. Kondisi keseimbangan geostrofik ini terjadi jika gaya gradien tekanan horizontal yang bekerja pada massa air yang bergerak dan diseimbangkan oleh gaya coriolis (Brown et al., 1989). Arus geostrofik merupakan hasil kesetimbangan antara gaya gravitasi dan gaya coriolis. Efek gravitasi dikontrol oleh kemiringan permukaan air laut, sedangkan densitas dikontrol oleh perbedaan suhu dan salinitas horizontal (Wikipedia, 2009). Arus geostrofik ini tidak dipengaruhi oleh pergerakan angin (gesekan antara air dan udara) sehingga Pond dan Pickard (1983) memasukkannya kedalam golongan arus tanpa gesekan (*current without friction*).

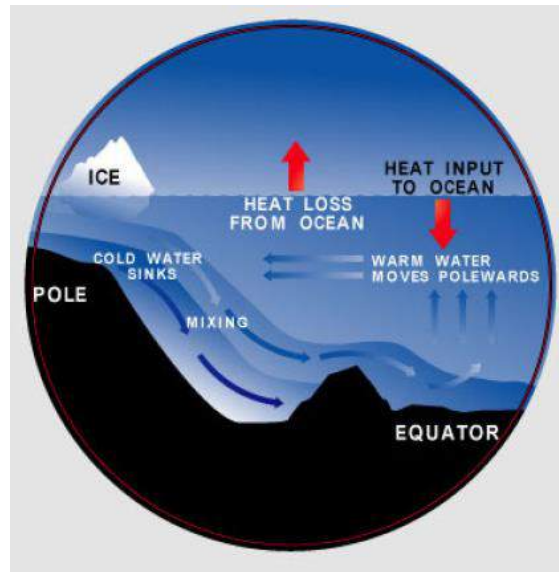


Gambar 2.4 Arus Geostropik dalam Keseimbangan
(sumber: *en.wikipedia.org*, 2014)

2.6.3 Arus Thermohalin

Arus Thermohaline yaitu arus yang dipengaruhi oleh densitas. Perubahan densitas timbul karena adanya perubahan suhu dan salinitas antara dua massa air, dimana yang densitasnya tinggi akan tenggelam dan menyebar dibawah permukaan air sebagai arus dalam dan sirkulasinya disebut dengan arus thermohalin (*thermohaline circulation*).

Di bawah lapisan pycnocline, air bergerak disepanjang dasar lautan sebagai arus yang lembam (*slugish current*). Sirkulasi laut dalam ini benar-benar terisolasi dari arus permukaan oleh lapisan pycnocline sehingga pergerakannya hanya dipengaruhi oleh adanya perbedaan densitas air laut atau dengan kata lain dikontrol oleh variabilitas suhu dan salinitas. Sirkulasi laut dalam ini disebut sebagai arus thermohalin (Thermohalin Current) (Gross, 1990). Secara umum menurut Ingmanson dan Wallace (1989) dalam Kurniawan (2004), arus thermohalin bergerak ke utara-selatan yang dari samudera Atlantik menuju samudera Antartika.



Gambar 2.5 Siklus arus Thermohaline
(sumber: <http://www.cleanet.org>, 2014)

2.6.4 Pasang Surut

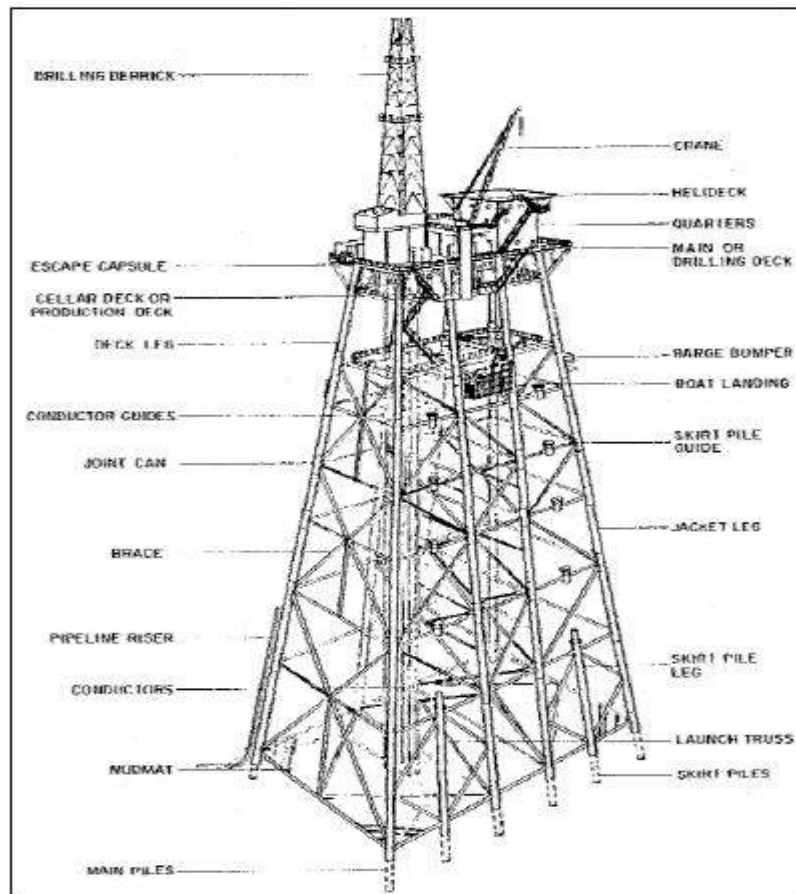
Merupakan arus yang disebabkan adanya gaya pembangkit pasut. Arus pasut merupakan pergerakan air laut secara horizontal yang dihubungkan dengan naik turunnya permukaan laut secara periodik. Pasang surut laut merupakan hasil dari gaya tarik gravitasi dan efek sentrifugal. Efek sentrifugal adalah dorongan ke arah luar pusat rotasi. Gravitasi bervariasi secara langsung dengan massa tetapi berbanding terbalik terhadap jarak. Meskipun ukuran bulan lebih kecil dari matahari, gaya tarik gravitasi bulan dua kali lebih besar daripada gaya tarik matahari dalam membangkitkan pasang surut laut karena jarak bulan lebih dekat daripada jarak matahari ke bumi.

Gaya tarik gravitasi menarik air laut ke arah bulan dan matahari dan menghasilkan dua tonjolan (bulge) pasang surut gravitasional di laut. Lintang dari tonjolan pasang surut ditentukan oleh deklinasi, sudut antara sumbu rotasi bumi dan bidang orbital bulan dan matahari. Terdapat tiga tipe dasar pasang surut yang didasarkan pada periode dan keteraturannya, yaitu pasang surut harian (diurnal), tengah harian (semi diurnal) dan campuran (mixed tides). Dalam sebulan, variasi harian dari rentang pasang surut berubah secara

sistematis terhadap siklus bulan. Rentang pasang surut juga bergantung pada bentuk perairan dan konfigurasi lantai samudera (Wikipedia, 2007).

2.7 Pengenalan Bangunan Lepas Pantai

Struktur anjungan lepas pantai adalah suatu struktur atau bangunan yang berada di laut yang mempunyai fungsi sebagai pendukung proses eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi dengan segala fasilitas operasional lainnya. Menurut API RP 2A-WSD 2000, adapun pengertian struktur terpancang (*fixed platform*) ialah bangunan yang berdiri membentang di atas lautan dan didukung oleh tiang pancang yang tertanam pada dasar laut (*seabed*) dengan maksud dan kepentingan tertentu dalam periode yang telah ditentukan.



Gambar 2.6 *Fixed Jacket Platform* dengan Bagian-Bagiannya
(sumber: salmon260.blogspot.com panggau PERENCANAAN BANGUNAN LEPAS PANTAI, 2014)

2.8 Definisi Struktur Terpancang

Sebuah konstruksi jacket steel platform pada umumnya terdiri atas tiga bagian utama (Mc Clelland, B., 1986) yaitu:

1. Geladak dan bangunan atas (*deck and substructure*)

Geladak adalah bagian yang berada diatas permukaan air dan merupakan fasilitas utama jacket yang menentukan fungsi struktur. Konstruksi geladak *jacket platform* berada pada ketinggian tertentu dari permukaan air tenang (MSL) sehingga tidak terjangkau gelombang laut. Konstruksi geladak terdiri atas beberapa kelompok jenis konstruksi (*modules*) dimana jumlah kelengkapan dan fasilitas yang ada pada geladak tergantung pada fungsi utama yang harus dilaksanakan oleh *jacket platform* itu sendiri.

2. *Jacket*

Jacket merupakan badan dari *jacket steel platform* yang sebagian besar berupa konstruksi pipa (*tubular*). Struktur jacket sebagian besar terendam air hingga dasar laut. Fungsi utama struktur jacket ialah menopang konstruksi geladak dan fasilitas produksi yang ada , menahan struktur dari beban lateral dan momen guling akibat beban lingkungan (gelombang, arus dan pasang surut).

3. Tiang Pancang

Tiang pancang merupakan struktur *jacket platform* yang dipancangkan ke dalam dasar laut, hingga kedalaman 30 – 150 m. Fungsi utama tiang pancang ialah sebagai pondasi struktur *jacket* yang menahan beban lateral dan axial yang ditransformasikan ke tanah. Untuk itu karakteristik pondasi *jacket platform* selain ditentukan oleh tiang pancang itu sendiri juga ditentukan oleh kondisi tanah yang ada (*soil mechanics*).

2.9 Jenis Platform

Adapun jenis platform yang dibedakan berdasarkan aktivitas diatasnya yaitu:

a. *Manned Platform*

Platform yang dibangun dengan fungsi lain secara terus menerus mengakomodasi pekerja yang menetap di atasnya.

b. *Unmanned Platform*

Jenis platform yang hanya sewaktu-waktu dikunjungi oleh pekerja untuk melakukan suatu *assessment* tanpa ditinggali di atasnya.

2.10 Macam-Macam Beban yang Bekerja Pada Anjungan Lepas Pantai

Pada studi dimensi struktur penunjang turbin, diperlukan suatu analisa perancangan bangunan lepas pantai secara statis dan dinamis. Pada analisis pembebanan dinamis respon struktur terhadap gerak turbin dan generator yang berputar sehingga menimbulkan gerakan dinamis.

Pembahasan untuk beban yang bekerja pada anjungan lepas pantai statis meliputi antara lain nilai nominal pada beban, prosedur untuk mendefinisikan beban eksternal, faktor beban dan metode untuk menghitung gaya internal. Menurut API RP 2A-WSD (2000) beban-beban yang bekerja pada struktur antara lain ialah:

a. Beban Gravitasi.

Setiap *member*, *joint* dan pondasi harus dicek kekuatannya untuk gaya internal (Q) yang dinyatakan sebagai berikut:

$$Q = 1,0 D + 1,0 L \dots\dots\dots(2.1)$$

Dimana :

D = Dead Loads

L = Live Loads

Variasi pada supply berat dan lokasi peralatan yang mudah berpindah harus diperhitungkan untuk mencari nilai Q maksimal. Area beban yang spesifik boleh digunakan untuk menyatakan beban gravitasi normal pada *deck platform*. (API-WSD)

b. Beban Mati (Dead Loads)

Beban mati merupakan beban yang berasal dari berat struktur *platform* dan berat berbagai peralatan baik utama maupun tambahan yang beratnya tidak berubah dalam kondisi operasi. Beban mati pada struktur meliputi:

1. Berat struktur *platform* di udara, termasuk berat *pile*, *grout* dan *ballast*.
2. Berat peralatan dan struktur peralatan tambahan yang menyatu secara permanen pada platform.
3. Gaya hidrostatik yang berlaku pada struktur di bawah garis air termasuk tegangan eksternal dan gaya apung (*bouyancy*).

c. Beban Hidup (*Live Loads*)

Beban hidup merupakan beban yang berlaku pada struktur selama operasinya saja dan bisa berubah-ubah selama kondisi operasi atau dari kondisi operasi ke kondisi yang lain. Beban hidup meliputi:

1. Berat peralatan produksi dan pengeboran, dimana peralatan tersebut bisa dipindahkan maupun ditambahkan pada struktur.
2. Berat *production platform*, *heliport*, peralatan keselamatan, peralatan selam dan peralatan lainnya yang bisa ditambahkan maupun dipindahkan dari struktur.
3. Berat cairan dan suplai yang dikonsumsi, yang berada pada tangki *storage*.

d. Beban Lingkungan (Angin, Gelombang dan Arus).

Untuk analisa statis gelombang dimulai dengan spesifikasi tinggi dan periode gelombang, *storm water depth* dan profil arus. Untuk desain kriteria angin harus didefinisikan berdasarkan analisa data angin. Sedangkan untuk beban arus dengan perhitungan gaya drag melalui persamaan Morison.

Untuk beban angin, gelombang dan arus pada kondisi ekstrim terjadi dalam rentang waktu ± 100 tahun. Beban angin, gelombang dan arus harus

diantipasi sedikitnya 8 arah untuk struktur simetris dan 12 arah untuk struktur asimetris. (API-WSD hal.26-27)

e. Beban Dinamis.

Beban dinamis merupakan beban yang berlaku pada platform dalam kaitan dengan respon terhadap eksitasi siklis natural atau reaksi terhadap tumbukan dan getaran mesin yang bekerja pada *platform*.

2.11 Kondisi Pembebanan

Kondisi desain beban lingkungan adalah gaya yang bekerja pada *platform* sesuai dengan pilihan kondisi desain, sedangkan kondisi operasi desain beban lingkungan adalah gaya yang bekerja pada struktur dengan kondisi yang lebih minim yang tidak cukup mewakili kondisi operasi normal.

- Kondisi desain pembebanan

Platform harus didesain untuk kondisi pembebanan yang tepat, yang akan memberikan efek yang sangat besar pada struktur. Kondisi pembebanan harus termasuk kondisi lingkungan yang dikombinasikan secara tepat dengan beban hidup dan beban mati. Contoh, pengoperasian kondisi lingkungan dikombinasikan dengan beban mati dan beban hidup maksimal cocok dengan operasi normal pada platform.

- Kondisi pembebanan sementara

Kondisi ini terjadi terjadi selama fabrikasi, transportasi, instalasi atau perpindahan dan instalasi ulang dari struktur. Untuk kondisi ini kombinasi dari kesesuaian beban mati, beban temporer maksimal dan beban lingkungan harus dipertimbangkan.

- Pembebanan pada *member*

Tiap *member platform* harus didesain untuk kondisi pembebanan yang memberikan tegangan maksimal pada *member* sebagai

pertimbangan tegangan ijin pada kondisi pembebanan yang menghasilkan tegangan ini. (API-WSD hal.24-25)

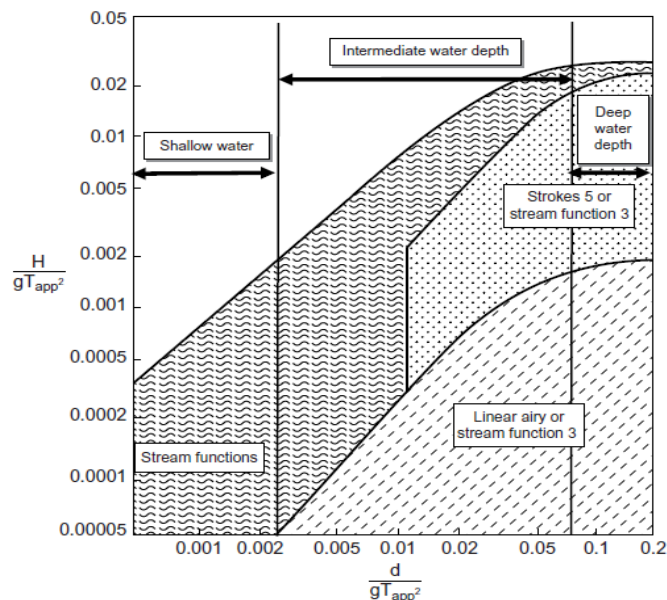
2.12 Penentuan Teori Gelombang

Untuk penentuan teori gelombang dihitung berdasarkan data yang telah ada. Data-data yang diperlukan untuk menentukan teori gelombang yang nantinya digunakan ialah tinggi gelombang signifikan dan periodenya sehingga dapat memenuhi persamaan:

$$\frac{H}{gT^2} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\frac{d}{gT^2} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dari hasil persamaan perhitungan di atas, didapatkan nilai-nilai dalam grafik *region of wave validity*, sehingga kita dapat menentukan teori gelombang yang akan kita pakai dalam perhitungan.



Gambar 2.7 Region of Wave Validity
(sumber:El-Reedy, 2014)

2.13 Teori Gelombang

Pada umumnya fenomena gelombang laut sangatlah rumit dan sulit untuk dideskripsikan dengan perhitungan matematika dikarenakan karakteristiknya yang *random* serta non-linier. Akan tetapi teori Airy dan Stokes secara umum dapat memprediksikan dengan lebih baik ketika kedalam perairan dibandingkan dengan panjang gelombang tidak terlalu kecil. (El-Reedy M., 2014).

Untuk tinggi gelombang H , angka gelombang k , dan frekuensi ω dengan arah- x positif, fluktuasi permukaan bebas air η dari SWL, menurut teori Stokes orde 5, dideskripsikan dengan persamaan

$$\eta = \frac{1}{K} \sum_{n=1}^5 F_n \cos(Kx - \omega t) \dots\dots\dots(2.4)$$

dimana, F_1, F_2 , dst diberikan

$$\begin{aligned} F_1 &= a \\ F_2 &= a^2 F_{22} + a^4 F_{24} \\ F_3 &= a^3 F_{33} + a^5 F_{35} \\ F_4 &= a^4 F_{44} \\ F_5 &= a^5 F_{55} \end{aligned}$$

dengan F_{22}, F_{24} , dst, adalah parameter profil gelombang yang tergantung kh dan a , untuk a diperoleh dari persamaan

$$KH = 2 (a + a^3 F_{33} + a^5 (F_{35} + F_{55})) \dots\dots\dots(2.4)$$

Kecepatan partikel air horizontal u , dan vertical v (pada jarak x , waktu t , dan tinggi y diatas *seafloor*) diekspresikan

$$u = \frac{\omega}{k} \sum_{n=1}^5 G_n \frac{\cosh nky}{\sinh nkh} \cos n(kx - \omega t) \dots\dots\dots(2.5)$$

$$v = \frac{\omega}{k} \sum_{n=1}^5 G_n \frac{\sinh nky}{\sinh nkh} \sin n(kx - \omega t) \dots\dots\dots(2.6)$$

dimana G_1, G_2 , dst diberikan

$$G_1 = a G_{11} + a^3 G_{13} + a^5 G_{15}$$

$$G_2 = 2 (a^2 G_{22} + a^4 G_{24})$$

$$G_3 = 3 (a^3 G_{33} + a^5 G_{35})$$

$$G_4 = 4 a^4 G_{44}$$

$$G_5 = 5 a^5 G_{55}$$

Dengan G_{11}, G_{13}, G_{15} , dst merupakan parameter kecepatan gelombang yang bergantung pada nilai kh .

Berikut tabel 2.1, harga parameter profil gelombang, dan tabel 2.2, parameter kecepatan gelombang.

Tabel 2.1 Parameter Profil Gelombang

h/λ	F_{11}	F_{14}	F_{13}	F_{15}	F_{44}	F_{55}
0.10	3.892	-28.61	13.09	-138.8	44.99	163.8
0.15	1.539	1.344	2.381	6.935	4.147	7.935
0.20	0.927	1.398	0.996	3.679	1.259	1.734
0.25	0.699	1.064	0.630	2.244	0.676	0.797
0.30	0.599	0.893	0.495	1.685	0.484	0.525
0.35	0.551	0.804	0.435	1.438	0.407	0.420
0.40	0.527	0.759	0.410	1.330	0.371	0.373
0.50	0.507	0.722	0.384	1.230	0.344	0.339
0.60	0.502	0.712	0.377	1.205	0.337	0.329

Source: Based on Skjelbreia and Hendrickson (1961).

Tabel 2.2 Parameter Kecepatan

h/λ	G_{11}	G_{12}	G_{13}	G_{22}	G_{23}	G_{33}	G_{34}	G_{44}	G_{55}
0.10	1.000	-7.394	-12.73	2.996	-48.14	5.942	-121.7	7.671	0.892
0.15	1.000	-2.320	-4.864	0.860	-0.907	0.310	2.843	-0.167	-0.257
0.20	1.000	-1.263	-2.266	0.326	0.680	-0.017	1.093	-0.044	0.006
0.25	1.000	-0.911	-1.415	0.154	0.673	-0.030	0.440	-0.005	0.005
0.30	1.000	-0.763	-1.077	0.076	0.601	-0.020	0.231	0.002	0.001
0.35	1.000	-0.696	-0.925	0.038	0.556	-0.012	0.152	0.002	0.000
0.40	1.000	-0.662	-0.850	0.020	0.528	-0.006	0.117	0.001	0.000
0.50	1.000	-0.635	-0.790	0.006	0.503	-0.002	0.092	0.000	0.000
0.60	1.000	-0.628	-0.777	0.002	0.502	-0.001	0.086	0.000	0.000

Source: Based on Skjelbreia and Hendrickson (1961).

Selain itu ada penambahan lain yang berhubungan dengan frekuensi gelombang dan angka gelombang. Hubungan ini diberikan oleh persamaan

$$\omega^2 = gk(1 + a^2 C_1 + a^4 C_2) \tanh kh \dots\dots\dots(2.7)$$

dimana C_1 dan C_2 adalah parameter frekuensi (tabel 2.3)

Tabel 2.3 Parameter Frekuensi dan Tekanan

h/λ	G_{11}	G_{12}	G_{13}	G_{22}	G_{23}	G_{33}	G_{34}	G_{44}	G_{55}
0.10	1.000	-7.394	-12.73	2.996	-48.14	5.942	-121.7	7.671	0.892
0.15	1.000	-2.320	-4.864	0.860	-0.907	0.310	2.843	-0.167	-0.257
0.20	1.000	-1.263	-2.266	0.326	0.680	-0.017	1.093	-0.044	0.006
0.25	1.000	-0.911	-1.415	0.154	0.673	-0.030	0.440	-0.005	0.005
0.30	1.000	-0.763	-1.077	0.076	0.601	-0.020	0.231	0.002	0.001
0.35	1.000	-0.696	-0.925	0.038	0.556	-0.012	0.152	0.002	0.000
0.40	1.000	-0.662	-0.850	0.020	0.528	-0.006	0.117	0.001	0.000
0.50	1.000	-0.635	-0.790	0.006	0.503	-0.002	0.092	0.000	0.000
0.60	1.000	-0.628	-0.777	0.002	0.502	-0.001	0.086	0.000	0.000

Source: Based on Skjelbreia and Hendrickson (1961).

Stokes fifth-order memberikan solusi untuk hubungan $c=\omega/k$,

$$c = \left[\frac{g}{k} (1 + a^2 C_1 + a^4 C_2) \tanh kh \right]^{1/2} \dots\dots\dots(2.8)$$

Koefisien kecepatan ditulis,

$$U_n = \frac{G_n \cosh nky}{\sinh nky} \dots\dots\dots(2.9)$$

$$V_n = \frac{Gn \sinh nky}{\sinh nky} \dots \dots \dots (2.10)$$

$$n = 1, 2, 3, \dots$$

Gaya total $F(y)$ yang bekerja pada pile dengan tinggi y di atas *seafloor* dapat diekspresikan menjadi komponen gaya *drag* dan inersia, F_D dan F_I sebagai berikut (Offshore Structural Engineering hal. 118)

$$F(y) = F_D(y) + F_I(y) \dots \dots \dots (2.11)$$

dimana :

$$F_d = \frac{\rho C_d D \omega^2}{2K^3} \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^{5-m} A_{mn} |\cos m \omega t| \cos n \omega t \dots \dots \dots (2.12)$$

$$F_i = \frac{\rho C_i \pi D^2 \omega^2}{4K^2} \sum_{n=1}^5 B_n \sin n \omega t \dots \dots \dots (2.13)$$

2.14 Perhitungan Gaya Gelombang (Persamaan Morison)

Perhitungan gaya gelombang pada obyek silinder bergantung pada rasio panjang gelombang dengan *member* diameter. Ketika perbandingannya lebih dari 5, *member* tidak merubah gelombang *incident* secara signifikan. Gaya gelombang kemudian dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$F = F_D + F_I = C_d \frac{w}{2g} A U |U| + C_m \frac{w}{g} V \frac{\partial U}{\partial t} \dots \dots \dots (2.14)$$

Dimana:

F : Vektor gaya hidrodinamik tiap panjang terhadap sumbu normal.

F_D : Vektor gaya drag tiap panjang terhadap sumbu normal (U).

F_I : Vektor gaya inersia tiap panjang terhadap sumbu normal

pada bidang ($\frac{\delta U}{\delta t}$).

C_D : koefisien drag.

w : massa jenis air.

g : percepatan gravitasi

A : luas alas silinder.

V : volume silinder.

D : diameter silinder termasuk *marine growth*.

U : vektor kecepatan horisontal air (gelombang dan arus).

$|U|$: nilai mutlak dari U

C_m : koefisien inersia

$\frac{\delta U}{\delta t}$: komponen vektor akselerasi lokal dari air normal pada

sumbu member.

Dengan catatan mengabaikan komponen akselerasi pada perhitungan gaya inersia, gaya *lift*, gaya *slam* dan gaya aksial *Froude-Krylov*. (API-WSD hal.31)

2.15 Perhitungan Gaya Arus

Gaya akibat arus terbagi atas dua gaya, yaitu:

- Gaya angkat pada kaki *jacket* yang bergerak vertikal

$$F_l = \frac{1}{2} C_l \rho V c^2 A \dots\dots\dots (2.15)$$

- Gaya drag yang bergerak horisontal.

$$F_d = \frac{1}{2} C_d \rho V c^2 A \dots\dots\dots (2.16)$$

Dimana:

F_l : gaya angkat (N)

F_d : gaya drag (N)
 C_l : koefisien gaya angkat
 C_d : koefisien drag
 ρ : massa jenis air (kg/m^3)
 A : luas yang ditinjau (m^2)
 V_c : kecepatan arus (m/dt^2)

Untuk C_d , C_m dan C_l sesuai dengan API RP-2A hal.29 yaitu:

smooth	C_d	= 0.65
	C_m	= 1.6
rough	C_d	= 1.05
	C_m	= 1.2

Adapun perhitungan kecepatan arus per kedalaman dirumuskan:

$$V(z) = V_{wind} \left(\frac{h_o + z}{h_o} \right) \dots\dots\dots (2.17)$$

Dimana:

V_{wind} : kecepatan angin di permukaan

H_o : kedalaman referensi pengaruh angin (API-WSD)

2.16 Perhitungan Gaya Angin

Gaya angin pada bangunan lepas pantai tergantung dari kecepatan berhembusnya angin, ukuran dan bentuk komponen struktur yang berada dalam lintasan angin. Umumnya perhitungan beban angin berdasarkan kecepatan ekstrim dengan waktu pengulangan 50 atau 100 tahun. (API-WSD hal.33)

Rumusan pembebanan angin berasal dari pengukuran pada ketinggian 10 m di atas permukaan tanah atau laut. Untuk menentukan besarnya kecepatan angin pada ketinggian yang berbeda dipakai rumus berikut:

$$V_y = V_{10} (y/10)^x \dots \dots \dots (2.18)$$

Dimana:

- V_y : kecepatan angin pada ketinggian y meter
- V_{10} : kecepatan angin pada ketinggian 10 meter
- Y : ketinggian dimana kecepatan angin dihitung
- x : faktor eksponen ($x = 1/7$)

Sedangkan besar gaya angin yang bekerja pada bangunan lepas pantai dapat ditentukan dengan penjumlahan gaya-gaya yang diterima tiap komponen struktur. Gaya pada komponen tersebut timbul karena adanya hambatan kekentalan udara dan oleh perbedaan distribusi tekanan di sisi komponen yang menghadap ke arah angin dan di belakangnya. Dari berbagai percobaan, gayayang bekerja pada sebuah komponen struktur dapat dihitung dengan persamaan:

$$F_l = \frac{1}{2} C \rho V^2 A \dots \dots \dots (2.19)$$

Dimana:

- ρ : massa jenis udara ($1,29 \text{ kg/m}^3$)
- A : luas karakteristik komponen (m^2)
- V_c : kecepatan angin (m/dt^2)
- c : koefisien gaya yang besarnya tergantung bentuk benda dan kekentalan dinamik udara ($\mu = 1,81.10^2 \text{ Ndtm}^{-2}$)

2.17 Desain Struktur Baja

- Tegangan Dasar

Desain *platform* harus sesuai dengan ketentuan AISC yang terbaru untuk desain, fabrikasi dan ereksi dari struktur baja. Elemen struktur atau tipe pembebanan tidak dibahas dalam rekomendasi ini, ataupun

oleh AISC. Analisa rasional harus digunakan untuk menentukan tegangan ijin dasar dan faktor keamanan agar sesuai dengan rekomendasi ini ataupun AISC. Tegangan ijin *pile* dibahas pada bagian desain pondasi. Member yang dibuat untuk mengalami tekan dan tarik harus memenuhi kriteria kekuatan dan stabilitas di sembarang titik sepanjang member tersebut. AISC tidak direkomendasikan dalam desain *Offshoreplatform*.

- **Kenaikan Tegangan Ijin**

Pada saat tegangan terjadi karena gaya vertikal dan lateral akibat dari desain kondisi lingkungan, tegangan ijin dasar AISC dapat meningkat sebesar 1/3nya. Untuk beban gempa bumi, level desain harus sesuai dengan kriteria desain pada rekomendasi ini. Properti dari bagian yang diperlukan untuk dihitung, tidak boleh kurang dari perhitungan desain beban mati dan hidup tanpa kenaikan sebesar 1/3 tersebut.

- **Tegangan Tarik Axial**

Tegangan ijin tarik (F_t) untuk member silinder karena beban tarik axial harus ditentukan dari :

$$F_t = 0,6 F_y$$

Dimana : F_y = Kekuatan Yield, ksi (MPa).
(API-WSD hal.49)

- **Tegangan Tekan Axial**

Bukling pada kolom

Tegangan tekan axial ijin (F_a) harus ditentukan dari formula AISC berikut untuk member dimana rasio $D/t \leq 60$.

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{(Kl/r)^2}{2C_c^2}\right]}{5/3 + \frac{3(Kl/r)}{8C_c} - \frac{(Kl/r)^2}{8C_c^2}}, \text{ untuk } Kl/r < C_c \dots \dots \dots (2.20)$$

$$F_a = \frac{12\pi^2 E}{23(Kl/r)^2}, \text{ untuk } Kl/r \geq C_c \dots \dots \dots (2.21)$$

dimana :

$$C_c = \left[\frac{2\pi^3 E}{F_y} \right]^{1/2} \dots \dots \dots (2.22)$$

E = Modulus Young , ksi (MPa)

K = Faktor panjang efektif (Bagian 3.3.1c)

l = panjang yang tidak ada bracing, in (m)

r = jari-jari girasi, in (m)

Untuk member dengan rasio $D/t > 60$, substitusikan tegangan buckling kritis lokal (F_{xc} atau F_{xe} , yang pasti lebih kecil) untuk F_y dalam menentukan C_c dan F_a . (API-WSD hal.49)

2.18 Penentuan Awal Struktur Jacket

Untuk memperkirakan ukuran awal struktur jacket dapat mempertimbangkan faktor-faktor dibawah ini (API RP 2A – WSD, 2010):

1. Arah gaya lingkungan.

Minimum delapan arah yang disarankan untuk *platform* simetris, rectangular, dan bujursangkar dan minimum dua belas arah yang disarankan apabila struktur tripod jacket.

2. Orientasi Platform.

Berdasarkan kesulitan dalam mengorientasi jacket saat instalasi sangat tidak mungkin posisi jacket tepat pada apa yang direncanakan.

3. Desain *Pile*.

Pemasangan pile seharusnya didesain untuk pembebanan spesifik tiap *pile* yang mana selama pertimbangan arah desain diprediksi.

Untuk memperkirakan ukuran awal member tubular struktur dapat dilakukan dengan memakai harga perbandingan sebagai berikut:

1. Rasio kerampingan (*Slenderness Ratio*) yang dirumuskan dengan kL/r , dimana:

a. k adalah *buckling length factor*.

b. L adalah panjang elemen.

c. R adalah jari-jari girasi.

Besarnya harga k berkisar antara 0,5 – 2, jari-jari girasi untuk silinder berdinding tipis adalah 0,35 D . Harga kL/r berkisar 70 – 110, sedangkan untuk daerah di Indonesia digunakan harga kL/r adalah 110.

2. Perbandingan Diameter dengan Ketebalan

Besarnya harga perbandingan D/t berkisar antara 19 – 90. Bila harga D/t mendekati 70, maka harus dilakukan terhadap *local buckling* yang kemungkinan dapat terjadi.

Berikut ini merupakan tabel *Effective Length Factor and Reduction Factor* yang dapat digunakan untuk menentukan nilai k dalam perhitungan kL/r *brace* maupun *jacket* yang diambil dari API RP 2A-WSD.

Tabel 2.4 *Effective Length Factor and Reduction Factor*

(Sumber: API RP 2A-WSD, 2000)

SITUATION	<i>Effective Length Factor</i> (k)	<i>Reductin Factor</i> $C_m^{(1)}$
<i>Super Structure</i>		
<i>Brace</i>	1.0	(a)
<i>Portal (unbrace)</i>	$K^{(2)}$	(a)
<i>Jacket Leg</i>		
<i>Grouted Composite Section</i>	1.0	(c)
<i>Ungouted Jacket Leg</i>	1.0	(c)

<i>UngROUTed Pilling Between Shim Point</i>	1.0	(b)
<i>Deck Truss Web Members</i>		(b)
<i>In-Plane Action</i>	0.8	(a) or (b) ⁽⁴⁾
<i>Out-Plane Action</i>	1.0	
<i>Jacket Brace</i>		
<i>Face-to-face length of Main Diagonal</i>	0.8	(a) or (b) ⁽⁴⁾
<i>Face-to-face length to centerline of joint Length of K Braces⁽³⁾</i>	0.8	(c)
<i>Longer Segment Length of X Brace⁽³⁾</i>	0.9	(c)
<i>Secondary Horizontal</i>	0.7	(c)
<i>Deck Truss Chord Members</i>	1.0	(a), (b), or (c) ⁽⁴⁾

2.19 Ketebalan Pile Wall

Ketebalan dinding pile bervariasi tergantung dari panjangnya dan dikontrol pada particular pointnya pada saat kondisi pembebanan atau seperti syarat-syarat dibawah ini:

- Tegangan ijin pile

Tegangan ijin pile sama dengan teg ijin spesifikasi AISC untuk compact hot rolled section. Analisa pile yang memperhitungkan tegangan yang terjadi pada pile karena struktur diatasnya dan tanah akan menentukan tegangan ijin untuk pile yang terpancang pada tanah yang tidak mengalami tegangan lateral. Buckling yang terjadi pada kolom dibawah mudline tidak diperhitungkan jika tidak/meskipun pile sebenarnya tidak mempunyai daya dukung lateral karena shear strength tanah yang sangat kecil dan perhitungan defleksi lateral yang sangat besar.

- Ketebalan Dinding pile minimum

Ratio D/t dari panjang pile harus cukup kecil untuk menghindari local buckling ketika tegangan yang terjadi naik melebihi tegangan yield

material pile. Perhitungan diberikan untuk situasi pembebanan yang berbeda yang terjadi selama instalasi dan massa pile. Untuk In-service condition dan untuk instansi normal pile-driving diantisipasi dimana instalasi pile akan dilakukan daripada driving . ketebalan dinding pile minimum tidak kurang dari

$$\text{OD pile} = \text{ID jacket} - 50$$

$$T = 0.25 + \text{OD pile}/100$$

Metric formula

$$T = 6.35 + \text{OD pile}/100$$

Syarat awal/utama untuk ratio D/t lebih kecil ketika hard-driving diharapkan bias rileks ketika ditunjukkan oleh percobaan terakhir oleh analisa detail tentang pile yang tidak mengalami kerusakan selama instalansi. (API-WSD hal. 74)

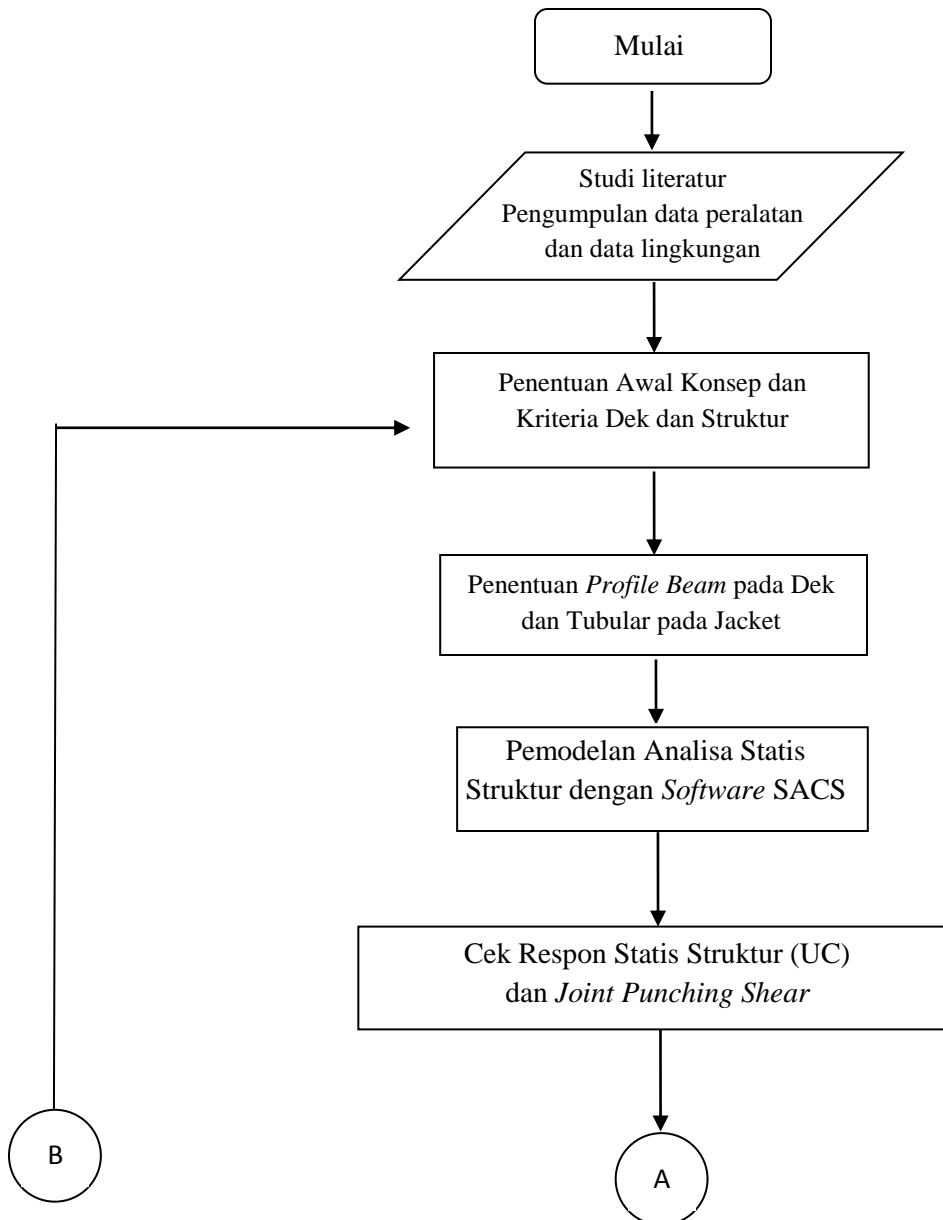
(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB III

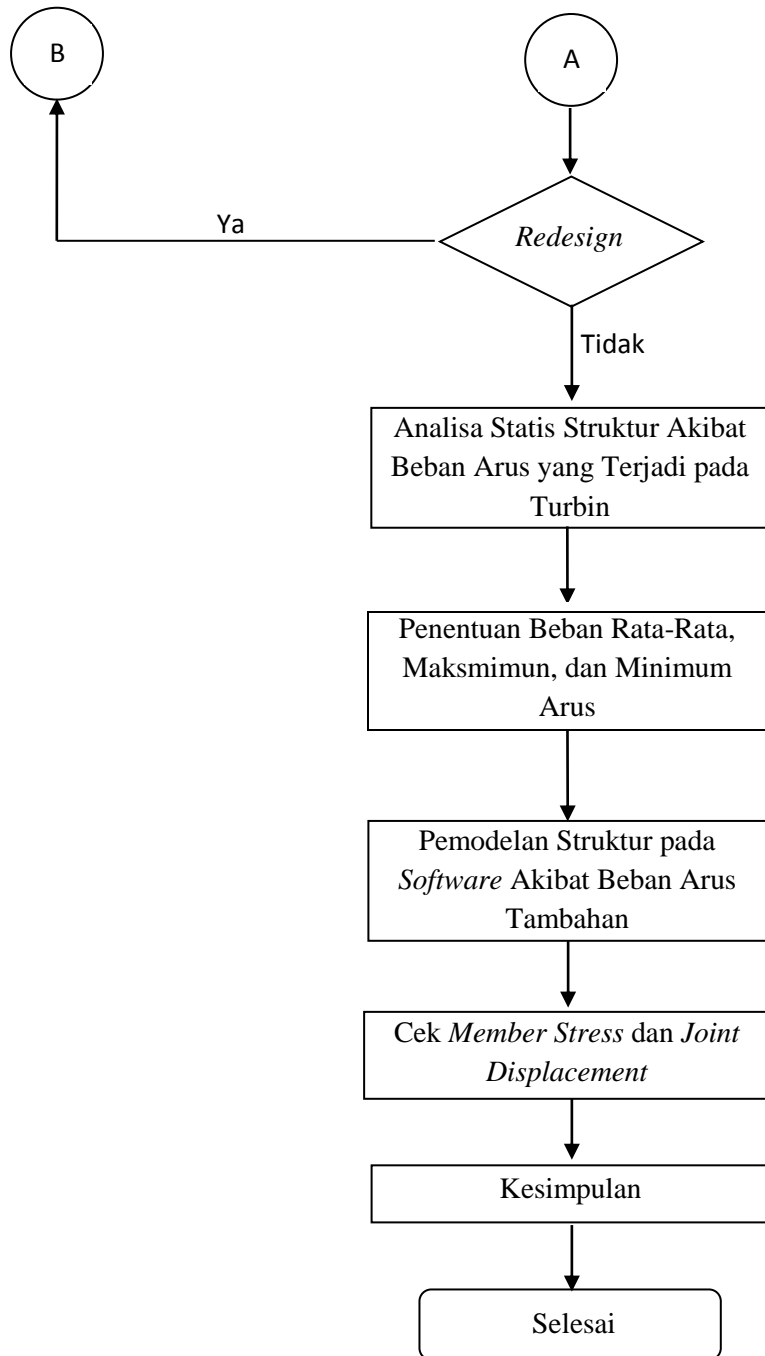
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Tahapan dalam pengerjaan tugas akhir ini dapat digambarkan secara garis besar dalam diagram alir (*flow chart*) berikut ini:



Gambar 3.1 Flowchart penyelesaian Tugas Akhir



Gambar 3.2 Flowchart penyelesaian Tugas Akhir (Lanjutan)

3.2 Prosedur Penelitian

Berikut merupakan penjelasan dari diagram alir diatas:

1. Studi literature dan Pengumpulan Data.

Dalam studi literatur, materi diambil dari referensi jurnal, buku, serta penelitian sebelumnya yang telah ada termasuk materi perkuliahan yang memiliki hubungan dengan tugas akhir ini. Adapula standard dan codes yang dipakai sebagai acuan dalam berbagai analisa didalam pembahasan tugas akhir.

2. Penentuan Awal Konsep dan Kriteria Dek dan Struktur.

Penentuan dimensi serta konsep pembangunan struktur diambil berdasarkan aturan yang telah ditentukan sebelumnya. Turbin yang di *framing* memiliki jarak satu sama lain sehingga mempengaruhi luasan struktur. Kriteria struktur lainnya didapatkan juga dari *Code* dan *standard* lainnya yang digunakan sebagai acuan dalam hal ini API-RP 2A WSD.

3. Penentuan *Profile Beam* pada Dek dan Tubular pada *Jacket*.

Dalam analisa dan pemodelan struktur secara statis, *profile* struktur ditentukan terlebih dahulu yang sesuai dengan aturan *code* yang ada dalam hal ini menggunakan AISC 13th yang berkaitan dengan tebal pelat dan jenis *grider* yang digunakan. Untuk menentukan jenis-jenisnya dibutuhkan analisa pembebanan yang diterima oleh struktur.

4. Pemodelan Analisa Statis Struktur pada *Software* SACS.

Setelah *profile* struktur telah ditentukan, langkah selanjutnya ialah memodelkan struktur kedalam *software* SACS untuk dianalisa kekuatannya ketika menerima beban-beban yang bekerja. Analisa beban dalam *software* meliputi arah beban secara aksial maupun lateral. Untuk beban lateral, struktur mengalami pembebanan sebanyak 8 arah dari 0°, 45°, 90°, 135°, 180°, 225°,

270°, 330° akibat bentuk struktur yang simetris. Sehingga struktur memiliki 8 kondisi pembebanan. Struktur disimulasikan baik dalam kondisi badai maupun operasi.

5. Cek Respon Statis Struktur.

Setelah pemodelan struktur dan kombinasi beban dilakukan pada *Software* SACS, respon statis struktur dapat dilihat dan dianalisa apakah sesuai dengan ketentuan *code* atau perlu dilakukan *redesign* pada struktur. Hal yang perlu diperhatikan ialah nilai *Unity Check* (UC) pada member serta nilai *joint displacement*.

6. Analisa Statis Struktur Akibat Beban Arus yang Terjadi pada Turbin.

Turbin yang dipasang secara *farming* mengalami gaya *drag* akibat beban arus yang terjadi. Sehingga, beban tersebut mempengaruhi reaksi statis struktur secara global.

7. Penentuan Beban Rata-Rata, Maksimum, dan Minimum Arus.

Beban yang dimodelkan dan terjadi pada struktur dihitung dan dianalisa pada kecepatan arus maksimum, minimum, dan rata-rata dari data yang didapatkan selama 7 hari pengukuran lapangan. Karakteristik arus pada daerah perairan yang ditinjau bersifat *reverse current* sehingga arah pembebanan terjadi pada sumbu Y+ dan Y- saja.

8. Pemodelan Struktur dalam *Software* Akibat Beban Arus Tambahan.

Pemodelan ulang dilakukan untuk menambahkan beban kombinasi pada analisa statis struktur dengan beban arus tambahan. Hal tersebut akan merubah besarnya tegangan dan deformasi yang terjadi pada struktur baik pada kondisi operasi maupun kondisi badai.

9. Cek *Member Stress* dan *Joint Displacement*.

Setelah pemodelan ulang pada *software* dengan *load combination* tambahan yaitu beban arus pada struktur, tegangan dan defleksi yang terjadi diketahui pada elemen kritis struktur. Sehingga dapat dilakukan *redesign* pada struktur apabila diperlukan atau tidak.

10. Kesimpulan.

Dengan mempertimbangkan hasil dari pengolahan data yang telah didapatkan maka dapat ditarik kesimpulan untuk menjawab rumusan masalah dari studi konsep ini.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

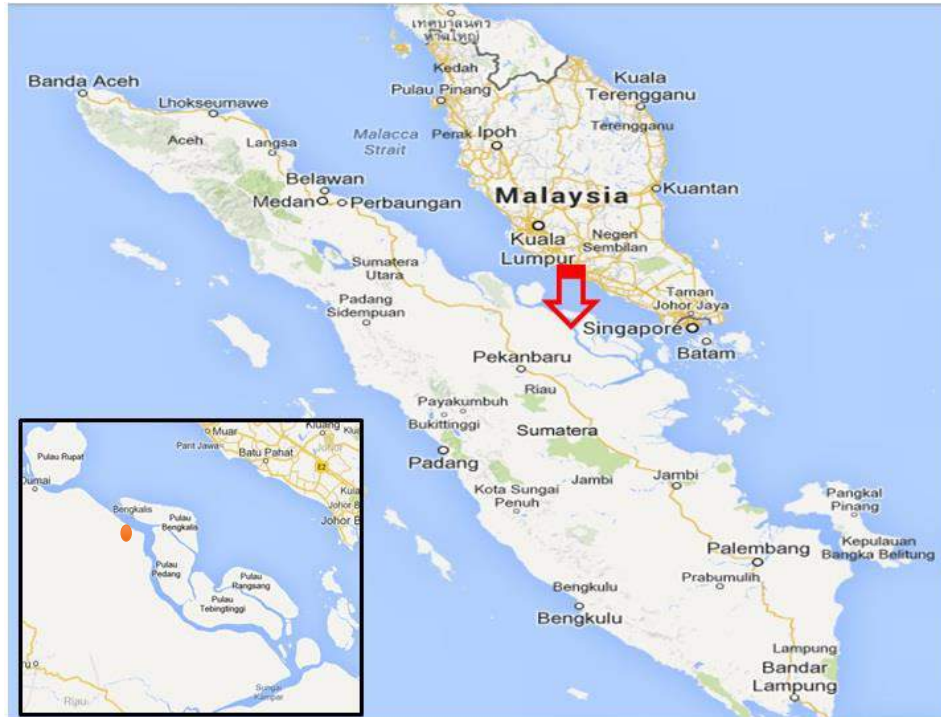
4.1 Tinjauan Daerah Studi

4.1.1 Geografis

Daerah penelitian yang dimodelkan adalah perairan Selat Lalang, yang terletak pada pantai timur Pulau Sumatera Propinsi Riau. Selat ini terletak antara Pulau Sumatera dan Pulau Padang dengan lebar Selat ± 4.42 km secara administratif selat ini berada pada perbatasan antara kecamatan Merbau, kabupaten kepulauan Meranti, Siak, Provinsi Riau. Selat Lalang terletak pada koordinat $01^{\circ} 02' 52.52000''$ Lintang Selatan dan $102^{\circ} 12' 33.15000''$ Bujur Timur dengan proyeksi *Universal Transverse Mercator* (UTM) 48.

Perairan Selat Lalang yang didominasi oleh substrat lumpur menerima pemasukan air dari Sungai Siak. Pada saat terjadi pasang, air bergerak dari arah selatan Pulau Padang menuju ke arah sungai Siak dan pada saat surut aliran air laut bergerak sebaliknya. Kondisi dasar perairan Selat Lalang tergolong datar namun pada bagian tertentu agak curam. Bagian laut yang paling dalam ditemukan pada bagian tengah selat dimana menjadi alur pelayaran dan wilayah beroperasinya FSO Ladinda milik Kondur petroleum EMP Malacca Strait S.A. Selain alur pelayaran yang padat, perairan selat Lalang juga dimanfaatkan nelayan sebagai daerah penangkapan ikan karena perairan ini memiliki salinitas yang bervariasi akibat pengaruh air tawar dan air laut ketika dibawa oleh arus pasang surut.

Tipe pasang surut di perairan selat Lalang ini adalah pasang surut harian ganda (*Semidiurnal Tide*) yakni akan terjadi dua kali pasang dan dua kali surut yang tingginya hampir sama dalam satu hari. Akan tetapi kekuatan gelombang pada perairan Selat Lalang tergolong lemah, disebabkan karena perairan ini terlindung oleh pulau-pulau seperti pulau Padang dan pulau-pulau lain disekitarnya yang menyebabkan berkurangnya pengaruh gelombang dari selat Malaka, ditambah dengan keadaan topografi Selat Lalang menuju daratan yang landai menyebabkan kecepatan rambat gelombang berkurang dan perairan laut menjadi relative tenang.



Gambar 4.1 Lokasi Penelitian PLTAL, Kecamatan Merbau, Kabupaten Kepulauan Meranti-Siak, Provinsi Riau
(Sumber: www.googleearth.com ,2014)

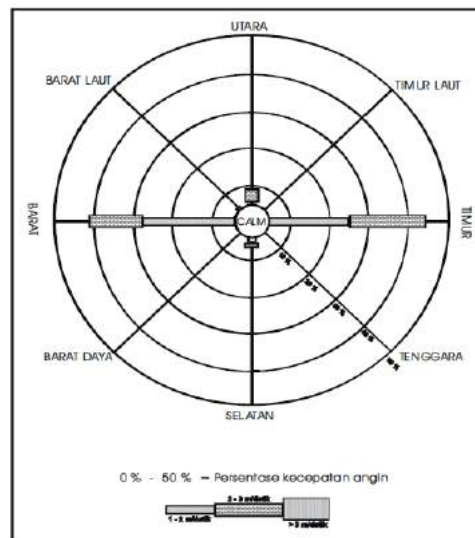
4.2 Kondisi Lingkungan

4.2.1 Kecepatan dan Arah Angin

Kecepatan angin rata-rata tahunan di Selat Lalang yang tercatat untuk analisa global *in-place* yang digunakan adalah 22 knots dalam kondisi 1 tahun operasi dan 50 knots dalam kondisi 100 tahun badai. Arah angin dominan rata-rata tahunan adalah dari Utara ke Selatan.

Tabel 4.1 Data Gelombang

Kondisi	V (knots)
1 tahun operasi	22
100 tahun badai	50



Gambar 4.2 Gambar *Windrose* Pada Selat Lalang
(Sumber:UKL-UPL Pipa Gas Bawah Laut Kurau-Lalang)

4.2.2 Data Gelombang

Data gelombang yang digunakan merupakan data satu tahun kondisi operasi dan data seratus tahun kondisi badai di daerah sekitar FSO Ladinda, berikut merupakan data parameter gelombang yang digunakan untuk global analisa *in-place* dalam tabel di bawah ini:

Tabel 4.2 Data Parameter Gelombang

Deskripsi	Parameter Gelombang	
	Tinggi (ft)	Periode (s)
1 tahun operasi	4,8	4
100 tahun badai	6,5	5

4.2.3 Data Pasang Surut

Pasang surut (pasut) adalah proses naik turunnya muka laut (*sea level*) yang teratur yang disebabkan terutama oleh gaya tarik bulan dan matahari. Karena posisi bulan dan matahari terhadap bumi selalu berubah secara hampir teratur, maka besarnya kisaran pasut juga berubah mengikuti perubahan tersebut.

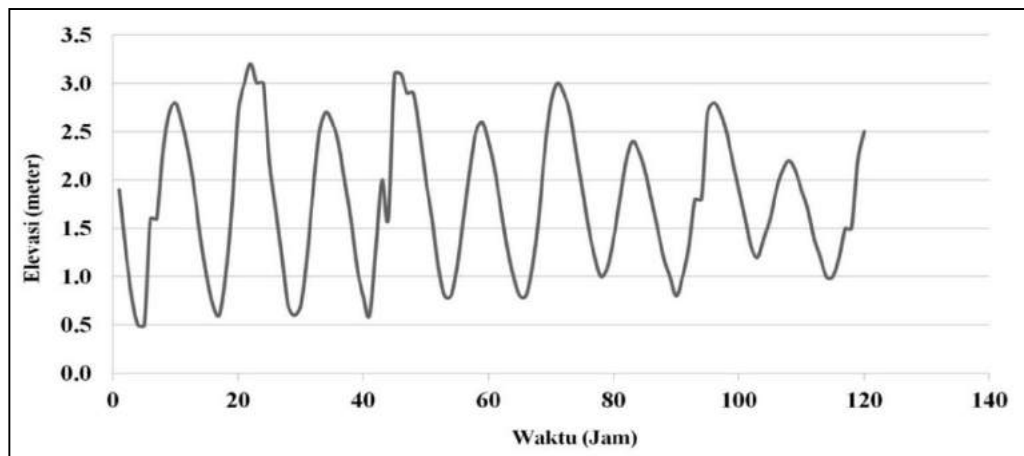
a. Bagian Utara Selat

Tipe pasang surut di lokasi ini dan sekitarnya adalah pasang surut semi diurnal. Pasang surut semi diurnal mempunyai pasang naik dan pasang

surut masing – masing dua kali setiap hari. Kisaran maksimum pasang naik dan pasang surut adalah 3,15 m dan kisaran maksimum selama 20 tahun diperkirakan meningkat menjadi 3,875 m (Report *Bathimetric Survey*, 2002).

b. Bagian Selatan Selat

Tipe pasang surut di Sungai Rawa dan sekitarnya adalah pasut semi diurnal. Kisaran maksimum pasang naik dan pasang surut adalah 3,57 m dan diperkirakan pada 20 tahun mencapai 4,410 m (*Final Report Bathimetric Survey*, 2002).



Gambar 4.3 Pasang Surut Sungai Pakning tanggal 19 – 23 Maret 2014
(sumber: Dishidros TNI AL-Oceanografi, 2011)

4.2.4 Data Arus

Arus pada daerah studi dibangkitkan oleh arus akibat pasang surut air laut dan arus akibat angin. Data kecepatan arus diperoleh dari pengukuran *team survey* selat Lalang yang dilakukan pada tanggal 19 – 23 Maret 2004 pada posisi di kedalaman ± 10 meter. Dari hasil pengukuran secara keseluruhan didapatkan potensi kecepatan arus maksimum pada saat pasang purnama saat air menuju pasang adalah 0,97 m/s dan pada saat air menuju surut adalah 0,80 m/s.

Kondisi arus di selat Lalang dari hasil pengukuran arus diketahui bahwa arus didominasi oleh arus pasang surut yang mempunyai tipe *reversing current*, dimana pada saat pasang arus bergerak masuk dan pada saat surut arus bergerak kearah luar selat.

Adapun data arus yang digunakan dalam analisa dinamis untuk mengetahui besar beban arus pada turbin yang akan digunakan untuk mengetahui defleksi yang terjadi pada poros turbin ialah pada tanggal 17 Mei – 25 Mei 2010 pada kedalaman 30 feet dibawah permukaan laut, dengan besar kecepatan arus maksimum pada 1,53 m/s dan minimum sebesar 0,3 m/s, sehingga didapatkan data-data beban arus sebagai berikut:

Tabel 4.3 Data Arus yang Digunakan dalam Anilisa

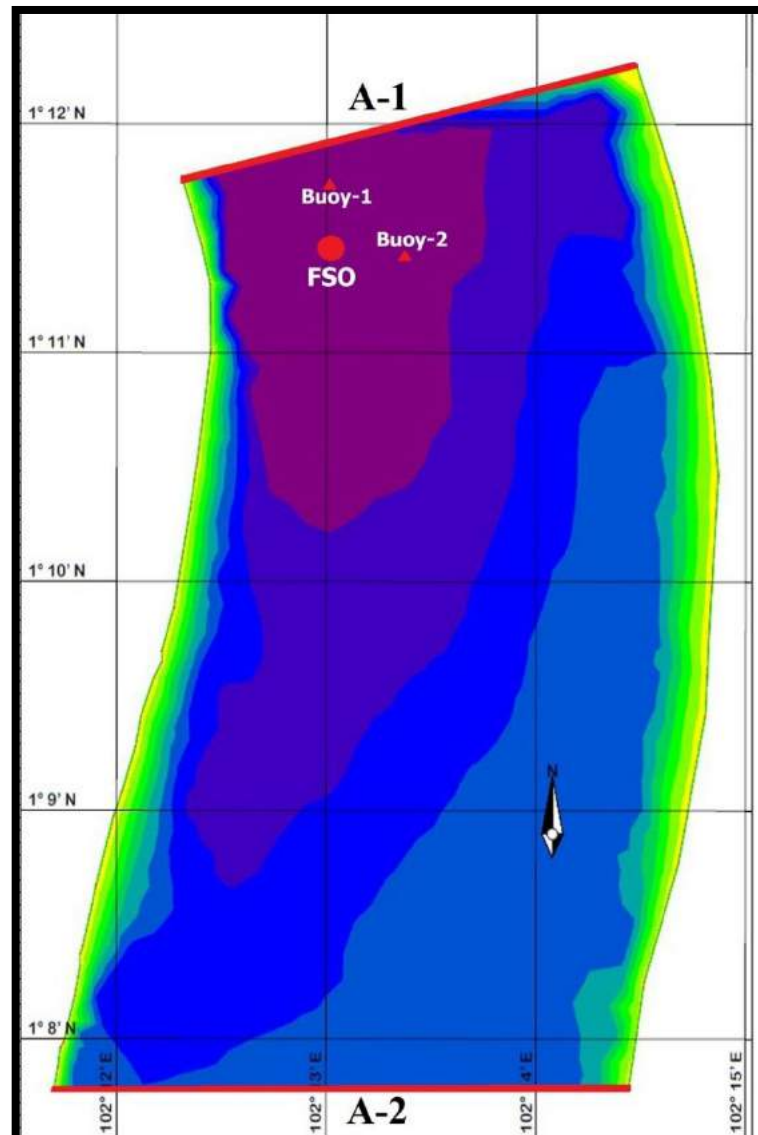
Data Arus Statis	
Kedalaman (0=MSL)	Kecepatan (m/s)
0 m	0,97
10 m	0,97
25 m	0,97

4.3 Proses Desain *Supporting Platform* Terpancang

Tahapan dalam mendesain struktur penopang dilihat dari sisi penempatan turbin serta arah arus, sehingga dimensi sruktur serta orientasi nya dapat diketahui. Dalam mendesain struktur dapat menggunakan bantuan *software* AutoCad 2015.

4.3.1 Kriteria Perancangan Desain *Deck*

Perancangan PLTAL dengan 18 unit turbin yang terpasang secara *farming* ini mempunyai komponen mekanik yang terpasang pada tiap unit turbin. Dari hasil perhitungan pendekatan dan posisi turbin baik secara vertikal maupun secara horisontal sehingga didapatkan konsep pembangunan PLTAL dengan perencanaan pembangunan PLTAL pada area Buoy-1 yang menggunakan 18 unit turbin dan membutuhkan struktur terpancang atau *fixed platform* guna menopang operasional dan perawatan alat secara keseluruhan.

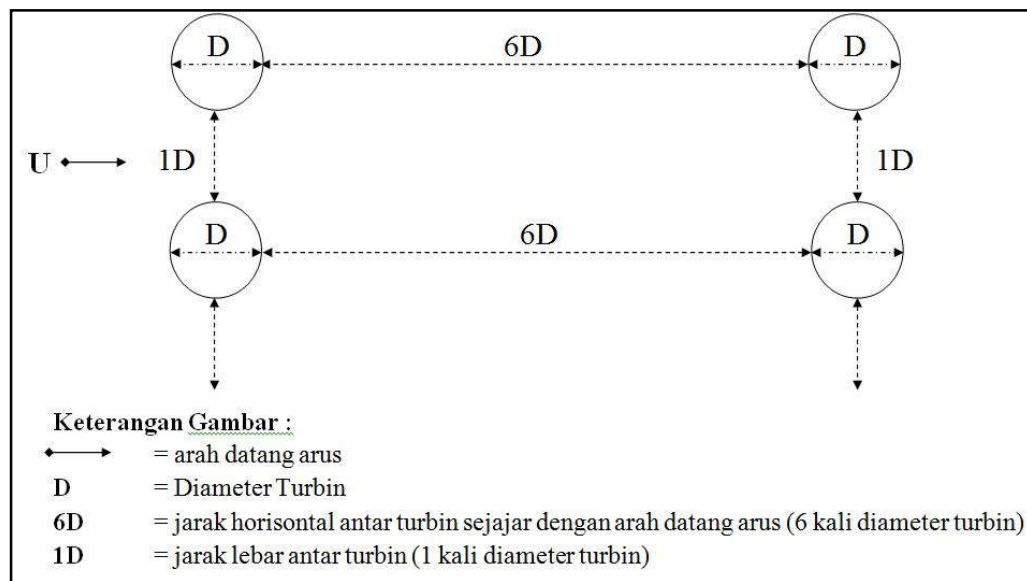


Gambar 4.4 Lokasi Buoy 1 Sebagai Penempatan Struktur Nantinya
(sumber: Dishidros TNI AL-Oceanografi, 2011)

Dalam hal perancangan konfigurasi deck, beberapa hal perlu diperhatikan terkait masalah penempatan turbin diatas deck akibat pengaruh dari arah datang nya arus. Turbin yang akan dipasang secara *farming* perlu memperhatikan arah datang arus karena perhitungan jarak horisontal maupun vertikal pada tiap turbin dipengaruhi oleh aliran arus laut (Wilda R.A ,2014). Dalam perencanaan ini pendekatan yang dilakukan untuk menghitung posisi vertikal turbin yakni letak turbin harus berada total 6,5 - 20 meter dibawah permukaan laut, sedangkan jarak secara horisontal antar turbin sejajar dengan arah datang arus adalah 6 kali diameter turbin, untuk jarak lebarnya yakni 1 kali diameter ditunjukkan pada gambar 4.5.

Pendekatan yang dilakukan untuk menghitung posisi vertikal turbin adalah:

1. Puncak rotor harus berada pada MSL (*Mean Sea Level*) dikurangi 1 meter akibat lembah gelombang dengan tinggi 2 meter, dikurangi 5 meter untuk mencegah kerusakan akibat gelombang dan aktifitas laut. Sehingga letak turbin harus berada total $\geq 6,5$ meter dibawah MSL.
2. Bagian terbawah rotor tidak boleh melebihi $\frac{1}{4}$ bagian dari kedalaman laut terhitung dari *seabed*.



Gambar 4.5 Turbin *farming* pemasangan secara horisontal
(sumber: Wilda R.A., 2014)

Sehingga dalam menentukan luasan *deck* perlu memperhitungkan toleransi jarak antar turbin. Turbin yang terpasang sebanyak 18 unit secara *farming* didesain pada *deck* dengan posisi 2 baris dan 9 kolom diantara turbin yang terpasang farming.

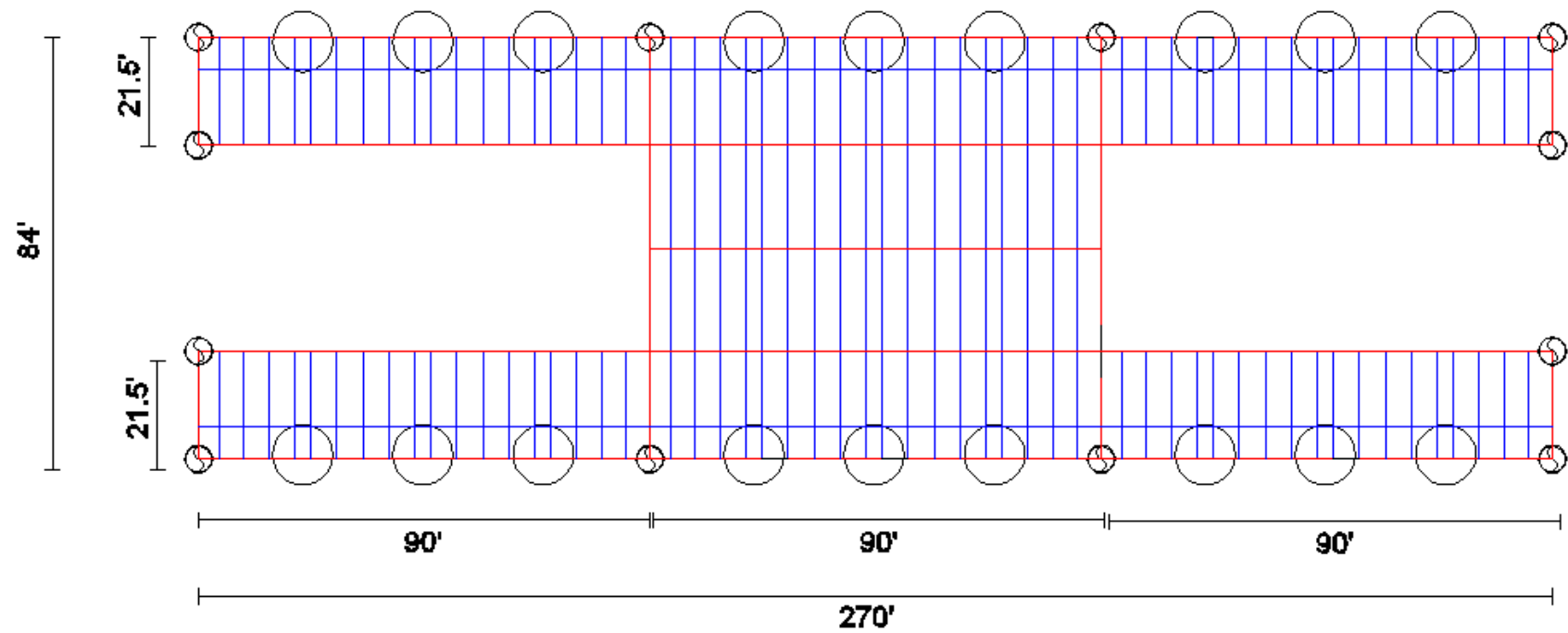
4.3.2 Data Turbin

Dalam hal penempatan tata letak turbin yang telah dijelaskan sebelumnya, adapun dimensi turbin yang perlu diperhatikan untuk mengetahui seberapa panjang jarak span yang dibutuhkan. Untuk data dimensi turbin yang digunakan dapat dilihat dalam tabel di bawah ini

Tabel 4.4 Data Turbin yang Digunakan dalam Anilisa

Kriteria	Keterangan
Tipe <i>Blade</i>	<i>Vertical Axis Tidal Turbine</i> NACA 0018 (<i>three-blades</i>)
Panjang Rotor	2,5 meter
Diameter Rotor	3,6 meter
Luas Putaran Turbin	9 m ²
Panjang Chord	152,4 mm
Kapasitas	10 Kw
Berat	0,38 ton

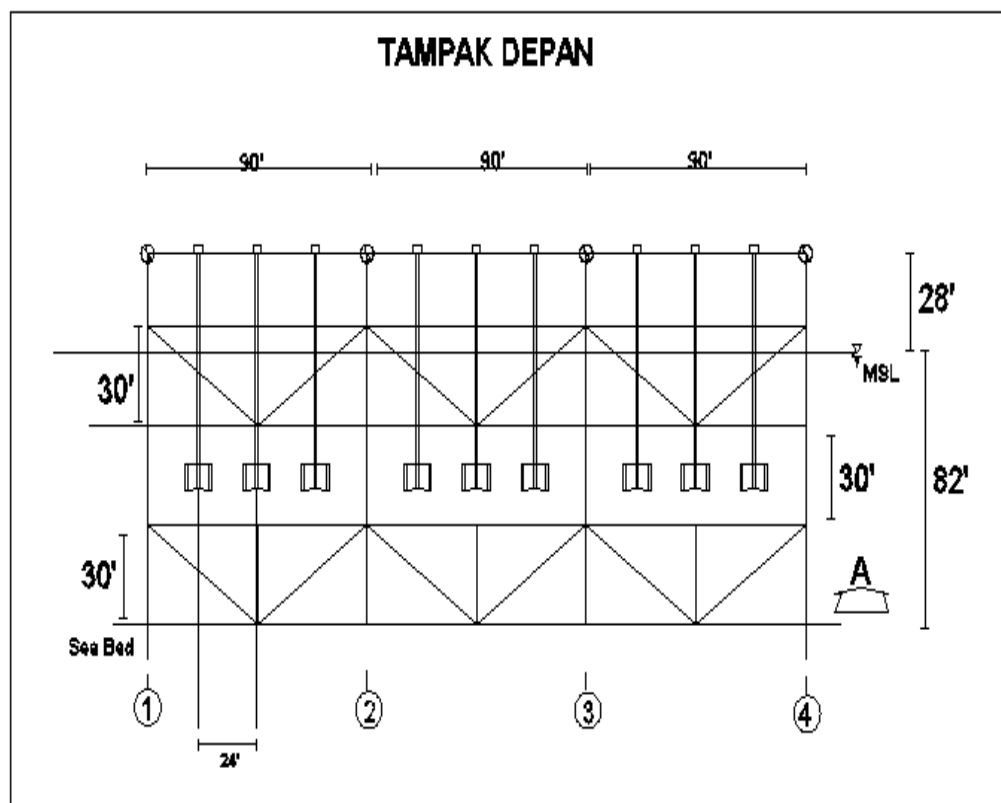
Akibat batas toleransi yang harus diaplikasikan pada penempatan posisi turbin, *deck* yang didesain memiliki luasan sebesar 15300 ft² dengan jumlah kaki *deck* sebanyak 12 kaki. Pemilihan jumlah kaki pada *deck* mengingat struktur yang membentang sepanjang 270 ft dan melintang sepanjang 84 ft, sehingga anjungan cenderung didesain dengan jumlah kaki sebanyak 12 buah. Sehingga tampak struktur dek dapat dilihat pada gambar 4.5



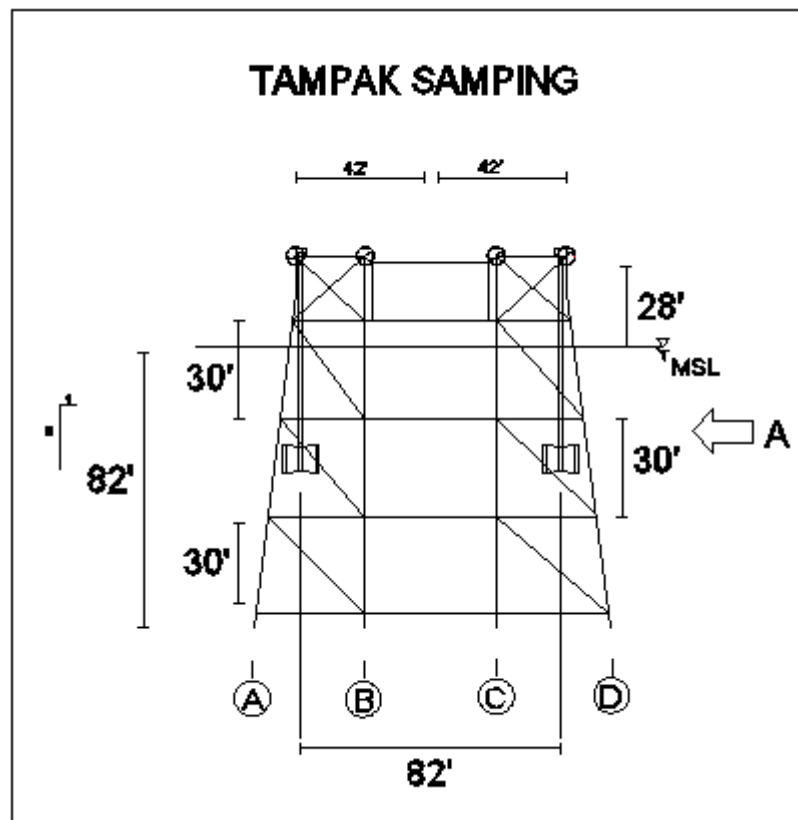
Gambar 4.6 Desain Awal Struktur Dek Tampak Atas

4.3.3 Kriteria Perancangan Desain *Jacket*

Pada perancangan desain *Jacket*, diakibatkan karena bentangan panjang dek sepanjang 270 ft sehingga penentuan jarak antar kaki struktur yang sama yaitu sepanjang 90 ft. Dalam bukunya yang berjudul *Marine Structural Design Calculation* (2014), Mohamed El-Reedy menuturkan panjang antar kaki dek tidak lebih dari 20 meter atau 60 ft, sedang pada jarak yang melintang sebesar 15 meter atau 45 feet. Pada desain awal struktur diketahui panjang antar kaki searah sumbu x sepanjang 90 ft sehingga diperlukan penegar tambahan sedemikian rupa agar panjang span yang ditumpu hanya sepanjang 60 ft, sedangkan kemiringan kaki berkisar antara $1/8 - 1/20$ dipilih kemiringan sebesar $1/8$ dengan arah YZ, dengan A sebagai arah arus datang sehingga dapat dilihat pada gambar bentuk awal desain dari jacket sebagai berikut:



Gambar 4.7 Sketsa Desain Awal Struktur *Jacket* Tampak Depan



Gambar 4.8 Sketsa Desain Awal Struktur *Jacket* Tampak Samping

4.4 Penentuan *Properties* Struktur

4.4.1 Definisi Pembebanan

Dalam pemilihan tipe member pada dek serta *profile* tubular yang digunakan, jenis-jenis pembebanan yang terjadi pada struktur haruslah didefinisikan terlebih dahulu. Perhitungan dan analisa pembebanan yang nantinya akan diketahui berapa besar tegangan yang terjadi digunakan sebagai acuan dalam penentuan *profile* pada struktur.

4.4.2 Dek *Framing* dan Pemilihan *Profile*

Dalam menentukan propertis atau *profile* struktur, yang mencakup member *beam* yang digunakan dalam *deck framing*, serta ukuran member tubular yang digunakan pada struktur *jacket* dan *brace*, digunakan metode analisa statis pada struktur yaitu dengan mendefinisikan beban secara aksial dan lateral yang ditumpu oleh struktur. Beban-beban aksial dapat didefinisikan dengan berbagai macam jenis, menurut API RP 2A-WSD adapun beban-beban tersebut ialah beban *Live Load* dan *Dead Load*,

sedangkan beban lateral dapat didefinisikan sebagai beban lingkungan. Berikut merupakan bagian dari beban-beban yang memberikan gaya secara lateral terhadap struktur:

1. *Live Load*

Seperti yang telah disebutkan pada bagian dasar teori, beban *live load* ialah beban yang hanya berlaku pada struktur pada kondisi operasi dan dapat berubah sewaktu-waktu yang bergantung pada kondisinya. Pada perhitungan analisa statis nantinya beban *live load* yang digunakan ialah pada kondisi operasi yang memiliki nilai sebesar 176 lb/ft^2 . Nilai tersebut didapatkan dari kemampuan pelat pada ukuran 1 ft^2 yang dapat menopang berat satu orang. Beban *Live load* berlaku sebagai beban persatuan luas sehingga dalam mendefinisikan nya harus dikalikan dengan besarnya luasan yang ditinjau.

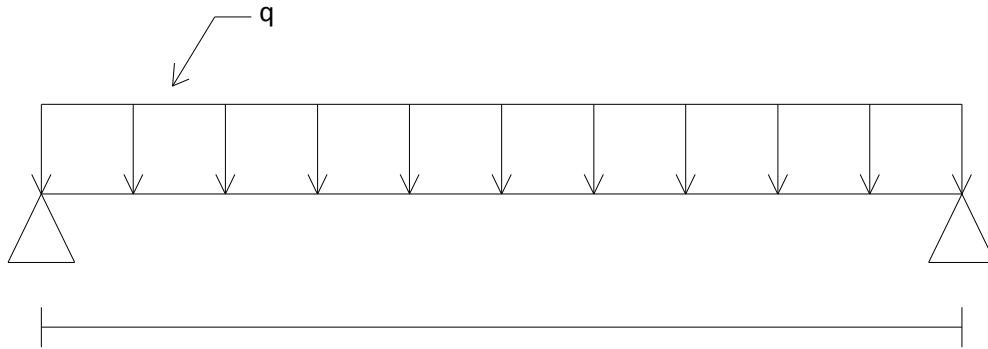
2. *Dead Load*

Untuk beban *Dead Load* ialah beban permanen yang ditanggung struktur yang tidak berubah-ubah pada kondisi apapun. Dalam kasus yang ditinjau pada tugas akhir ini beban *Dead Load* dapat didefinisikan dengan beban *self-weight structure* yang ditopang oleh struktur. Besaran beban *Dead Load* keseluruhan akan ditentukan setelah analisa penentuan profile pada dek dilakukan.

4.4.3 Penentuan Profile Member dan Pelat pada *Deck*

Menurut AISC 13th, dalam menentukan profile sebuah member atau pun pelat yang digunakan maka terlebih dahulu untuk mendefinisikan beban apa saja yang ditopang oleh pelat maupun member baik *Live load* maupun *Dead Load*. Setelah beban tersebut didefinisikan, langkah selanjutnya menentukan beban yang akan ditopang per satuan inci. Hal ini dilakukan untuk menentukan besaran q yaitu besaran beban yang diaplikasikan secara merata sepanjang span yang bekerja, sehingga dapat ditentukan momen maksimum (M_{\max}) yang bekerja pada span. M_{\max} yang didapat nantinya dapat digunakan untuk menentukan besaran modulus penampang (S) dengan membagi momen tersebut dengan tegangan ijin material (σ_{ijin}). Dalam

kasus kali ini material yang dipakai ialah baja tipe A36 dengan tegangan luluh sebesar 36 ksi. Sehingga didapat kan dari perhitungan besaran σ_{ijin} ialah 21,6 ksi. S_{xx} yang didapat nantinya dapat



Gambar 4.9 Beban q yang Diaplikasikan Merata Sepanjang Span

digunakan untuk menentukan profile member maupun pelat yang sesuai menurut AISC 13th. Dari profil yang didapatkan, maka dapat diketahui pula besaran tegangan ijin nya. Tegangan ijin perhitungan profil member maupun pelat harus bernilai kurang dari tegangan ijin material untuk menghindari defleksi yang terjadi pada member.

Untuk selanjutnya pada perhitungan analisa profil pelat dan member beam pada *deck* dilakukan pada *spreadsheet Ms. Excel* dan didapatkan beban kombinasi yang bekerja pada luasan span pelat dek yaitu akibat *live load* sebesar 0,001222222 kips/inch² dan jarak terbesar pada span ialah 64,2 inch, sehingga didapatkan M_{max} yang terjadi ialah 0,6297. Hasil perhitungan didapatkan besaran modulus penampang ialah 0,0291 inch³ dan tebal pelat perhitungan bernilai 0,418 inch. Dari perhitungan tersebut didapatkan nilai yang mendekati tebal pelat yang ada pada AISC 9th ialah bernilai 0,4375 atau setara dengan 7/16 inci dengan nilai modulus penampang sebesar 0,0319 inch³. Dari besaran tersebut didapatkan pula tegangan ijin pada pelat sebesar 29,74 ksi yang bernilai kurang dari tegangan ijin material sebesar 26,1 ksi.

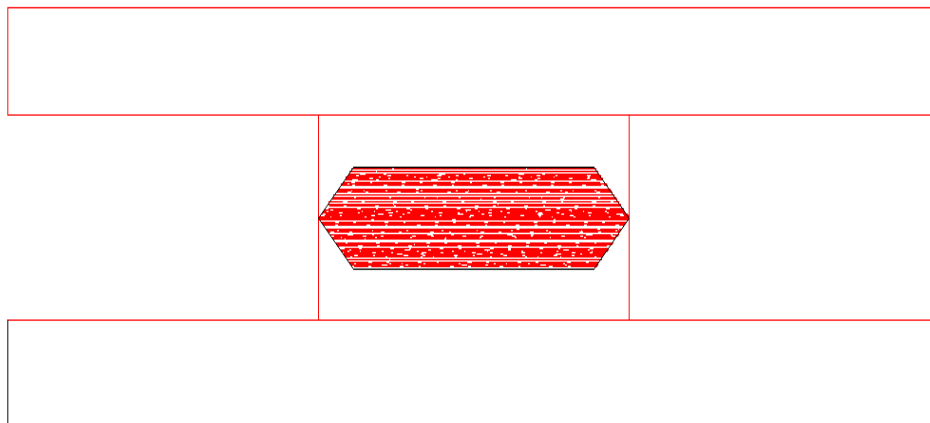
THEORETICAL WEIGHTS OF ROLLED FLOOR PLATES WITH RAISED PATTERN

Gauge No.	Theoretical Weight per Sq. Ft, Lb.	Nominal Thickness, In.	Theoretical Weight per Sq. Ft, Lb.	Nominal Thickness, In.	Theoretical Weight per Sq. Ft, Lb.
18	2.40	$\frac{1}{8}$	6.16	$\frac{1}{2}$	21.47
16	3.00	$\frac{3}{16}$	8.71	$\frac{9}{16}$	24.02
14	3.75	$\frac{1}{4}$	11.26	$\frac{5}{8}$	26.58
13	4.50	$\frac{5}{16}$	13.81	$\frac{3}{4}$	31.68
12	5.25	$\frac{3}{8}$	16.37	$\frac{7}{8}$	36.78
		$\frac{7}{16}$	18.92	1	41.89

Note: Thickness is measured near the edge of the plate, exclusive of raised pattern.
The plate thickness listed is exclusive of raised pattern height, see manufacturer's catalog.

Gambar 4.10 Gambar Tebal Pelat dalam AISC 9th

Pada perhitungan untuk menentukan besaran profil beam sebagai *deck framing*, metode yang sama pada analisa penentuan tebal pelat dapat digunakan pula untuk menentukan tipe profil beam. Sebagai contoh pada perhitungan untuk menentukan tipe profil beam yang digunakan pada *main girder*. *Main Girder* ialah balok utama pada deck menyalurkan beban langsung pada *deck leg*. Pendefinisian beban yang akan ditopang oleh balok terlebih dahulu dilakukan. Pada analisa pembebanan di atas balok utama diketahui beban yang ditopang ialah beban *equipment* terbesar, beban *secondary girder*, serta beban area pelat dan akibat *live load* yang terjadi di atasnya. Total beban yang ditopang oleh balok



Gambar 4.11 Besar Luasan yang Ditinjau dalam Perhitungan Beban Area

utama didapatkan dari perhitungan sebesar 337284,8 Ib, dengan panjang span sepanjang 90 ft. Sehingga didapatkan pula beban per inci nya (Q) sama dengan 0,312801 kips/in. Momen maksimum pada balok yang ditinjau akibat beban yang

bekerja didapatkan dalam perhitungan sebesar 30404,235 kips.inch. Untuk material baja karbon yang digunakan yaitu tipe A36 yang sama dengan material yang digunakan pada pelat dengan F_y (*yield strength*) 36 ksi dengan *allowable yield* sebesar 21,6 ksi menurut AISC 9th. Akibat momen yang terjadi dapat diketahui besaran modulus penampang profil (S_{xx}) yaitu 1407 inch³.

Pada profil member yang ada menurut AISC 9th, diambil member dengan tipe W 36 X 487 yang memiliki besaran modulus penampang (S_{xx}) sebesar 1790 in³, hal ini dilakukan karena beban momen pada perhitungan tidak 100% sama dengan beban momen pada keadaan aktual sehingga perlu sedikit memilih profil member yang sedikit lebih kuat.

4.4.4 Penentuan Diameter Tubular *Deck Leg*

Dalam mendisain atau menentukan besar nya diameter *deck leg*, beban yang terjadi atau ditumpu oleh tiap tiang harus didefinisikan terlebih dahulu sebagai pertimbangan dalam memprediksi beban yang terjadi pada tiang dalam kondisi yang akan didisain (API RP 2A-WSD). Untuk itu dilakukan perhitungan beban yang terdistribusi pada setiap tiang pada tabel berikut:

Tabel 4.5 Distribusi Beban dan Jarak Pile dari Titik Berat

	Panjang lengan (ft)	Distribusi Beban (Kips)
PL1	141,3825	258,54
PL2	61,5549	593,83
PL3	61,5549	593,83
PL4	141,3825	258,54
PL5	136,5476	267,69
PL6	136,5476	267,69
PL7	141,3825	258,54
PL8	61,5549	593,83
PL9	61,5549	593,83
PL10	141,3825	258,54
PL11	136,5476	593,83

Untuk menentukan dimensi awal *pile* maka digunakan metode *trial and error* sebagai asumsi awal pada penentuan *unbraced length* (L) untuk mendapatkan diameter tubular yang diinginkan.

4.4.5 Axial Compression

Pada beban yang terdistribusi pada tiap *pile* diketahui beban terberat ditanggung oleh *pile* nomer 2,3,8,9, dan 11 sebesar 593,83 kips, sehingga beban tersebut yang akan digunakan sebagai gaya pada *axial compression*. Untuk mencari luasan penampang melintang tubular dek (A) dapat ditentukan dengan membagi nilai beban aksial (P) dengan *axial compression* (F_c). Nilai F_c didapatkan dari perhitungan menurut AISC 9th sebesar 21,6 ksi. Dari hasil pembagian tersebut didapatkan nilai A sebesar 27,49 in² dan memiliki diameter sepanjang 22,92 in sehingga didapatkan pula tebal tubular dek sebesar 0,48 in. Akan tetapi ukuran diameter dibulatkan menjadi sebesar 25 in untuk menghindari kesalahan perhitungan secara manual.

4.4.6 Penentuan Diameter Jacket Leg

Jacket leg ialah tubular yang melindungi tiang pancang yang berada dibawah permukaan laut sebagai struktur penguat yang mempunyai fungsi menyalurkan beban lateral kedalam tiang pancang untuk selanjutnya disalurkan ke dalam tanah. Sehingga dalam penentuan diameternya harus lebih panjang dari ukuran tiang pancang. Untuk perhitungan *unbraced length* pada *chord* dan *brace* nilai *slenderness ratio* (kl/r) yang digunakan ialah 80 (API 2A WSD) dengan nilai k sebesar 1 untuk *jacket* dan 0,8 untuk *brace*. Sehingga didapatkan diameter *jacket* sebesar 34 inci dan diameter *brace* sebesar 0,425 inci. Pola perangkaan *jacket* menggunakan pola rangka K, mengingat kondisi lingkungan tempat struktur yang akan dibuat berada diperairan Sumatera yang rawan gempa.

4.4.7 Penentuan Dimensi Poros dan Berat Turbin

Penentuan poros turbin diperlukan untuk menghitung beban total sistem konversi PLTAL keseluruhan yang dapat mempengaruhi beban aksial yang ditopang oleh dek. Untuk menghitung seberapa besar panjang diameter turbin, diperlukan nilai

dari daya *output* turbin (P), faktor koreksi (fc), dan kecepatan putaran turbin (n), dan didapatkan dari data sebagai berikut:

Tabel 4.6 Data Awal Turbin

Data Turbin	
P	10 (Kw)
fc	2
n	10 (rpm)
Baja ST 60	60 Kg/mm ²
d _s	162,08 (mm)

Sehingga, dari perhitungan didapatkan panjang diameter turbin sebesar 0,531 feet. Untuk mendapatkan berat keseluruhan poros maka volume poros turbin harus diketahui terlebih dahulu dan dikalikan dengan massa jenis dari besi baja sebesar 7850 kg/m³. Berat lengan dan *blade* turbin juga ditambahkan untuk diperhitungkan berat total, adapun berat komponen konversi sebesar 0,13 kips yang juga ditambahkan. Sehingga, didapatkan berat total turbin sebesar:

Tabel 4.7 Berat Total Sistim PLTAL

Berat Sistim PLTAL (Kips)	
W turbin total	4,71
W generator	0,13
W total	4,84

Sehingga, didapat resume profil dari seluruh struktur sebagai berikut:

Tabel 4.8 Resume Profil Member Girder dan Jacket

Deck		
	Tebal Pelat	7/16 in
	Secondary Girder	W 12 x 45
	Main Girder	W 36 x 487
Deck Leg		
	Outer Diameter	25 in
	Thickness	0,6 in
Pile		
	OD Pile = OD Deck Leg	25 in
	ID Pile	60,6 in
Jacket		
	OD Jacket	34 in

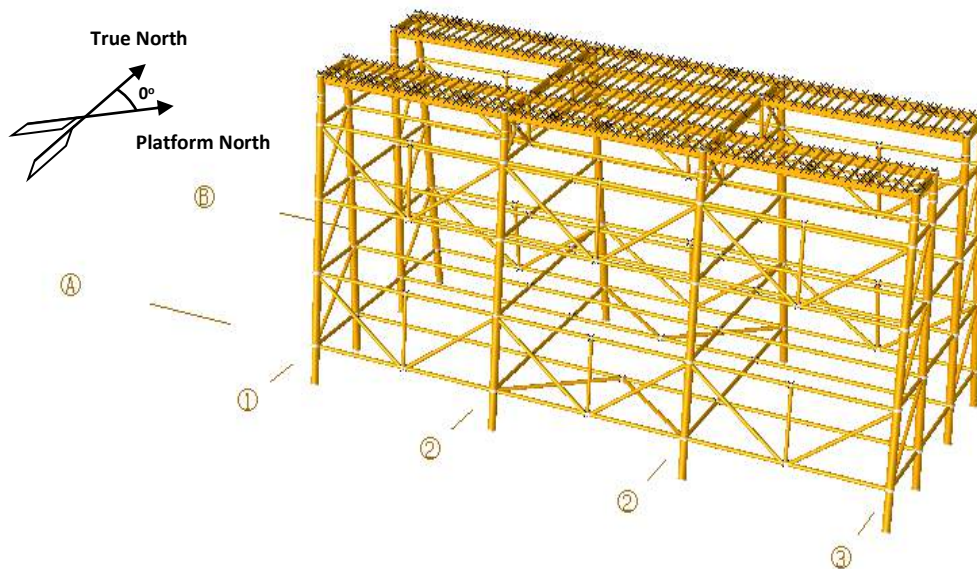
Tabel 4.9 Resume Profil Member Girder dan Jacket (lanjutan)

	Thickness	0,6 in
Brace		
	OD Brace Thickness	17 in 0,425 in
Turbin		
	Poros	162,08 mm

4.5 Pemodelan Statis Struktur

4.5.1 Geometri Struktur

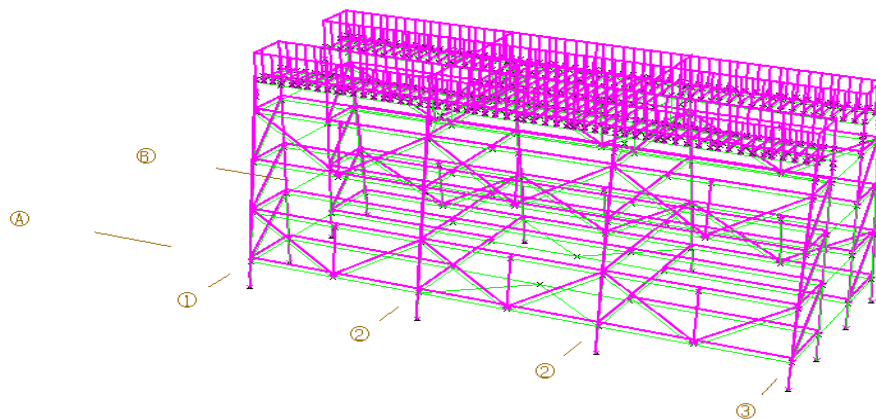
Setelah penentuan profil serta perhitungan beban manual struktur secara statis dilakukan, langkah selanjutnya untuk mengetahui kekuatan struktur yang lebih akurat dilakukan pemodelan serta simulasi dalam *software*. Hal ini bertujuan untuk mengetahui respon struktur secara statis yang berupa *Unity Check* (UC). Struktur terlebih dahulu dibuat ukuran serta geometrinya pada *software* untuk memudahkan proses pembebanan serta visualisasinya.



Gambar 4.12 Bentuk Geometri Struktur Pada *Software*

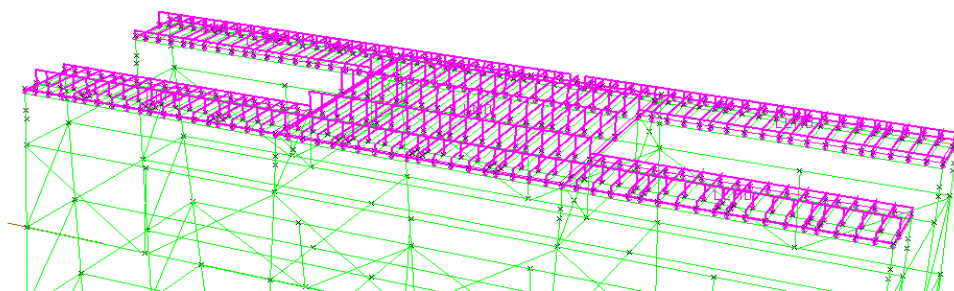
4.5.2 Input Beban Aksial

Struktur yang sudah dimodelkan geometrinya pada *software*, langkah selanjutnya ialah memasukkan beban-beban yang bekerja secara aksial maupun lateral baik dalam kondisi badai maupun operasi. Untuk proses penginputan beban pada struktur berbeda-beda pada setiap jenisnya, beban berat struktur juga turut dimodelkan dengan memasukkan perintah *self weight*. Beban *live load*



Gambar 4.13 Input Beban *Self Weight* pada *Software*

yang diinputkan pada struktur termasuk dalam kategori *load area* atau beban area sehingga diaplikasikan pada seluruh member pada topside seperti tampak pada gambar. Sedangkan untuk penginputan beban *equipment* yang ditumpu oleh member pada dek dapat diinputkan dengan cara memasukkan beban pada



Gambar 4.14 Input Beban *Live Load* pada *Software*

member yang hanya menopang *equipment* tersebut, oleh karena itu metode *envelope* digunakan untuk mengetahui besaran beban karena tiap member memiliki

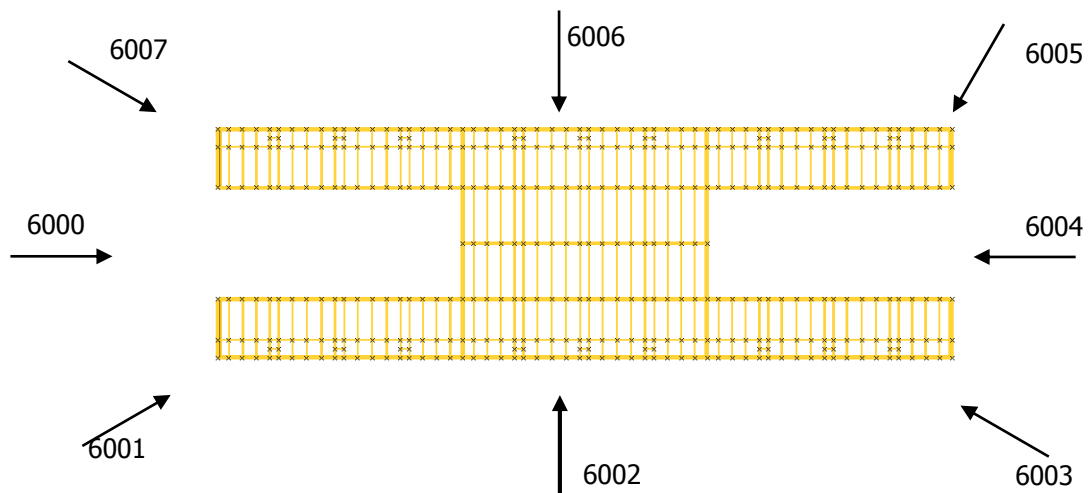
besaran beban yang berbeda tergantung pada luasan *equipment* di atasnya. Rumus yang digunakan pada metode *envelope* dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\frac{A_b}{A_A} \times W_A = W_b \dots \dots \dots (4.1)$$

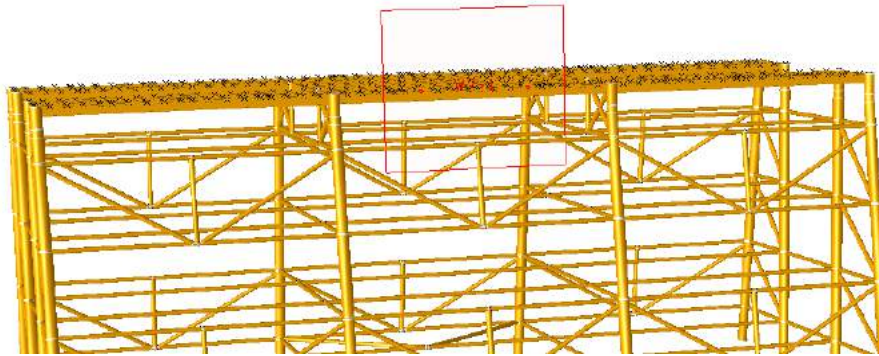
Dengan A_b sebagai luasan *equipment* yang ditopang oleh member, A_A merupakan luasan total *equipment*, W_A merupakan beban total *equipment* dan W_b beban *equipment* yang ditumpu oleh member.

4.5.3 Input Beban Lateral (*Enviromental Load*)

Untuk pemodelan beban lingkungan, input data karakteristik gelombang, arus dan angin dilakukan dengan pembagian sebanyak 8 arah karena bentuk bidang struktur yang simetris. Arah datang karakteristik lingkungan dibagi menjadi 0°, 45°, 90°, 135°, 180°, 225°, 270°, 315°. Untuk pemodelan bebang akibat angin maka diinputkan juga luasan area yang terkena dampak beban angin. API RP 2A WSD menyarankan luasan area yang dihitung dalam model pembebanan angin berada setinggi 10 feet diatas permukaan laut (MSL).



Gambar 4.15 *Load Condition* Pada Pemodelan Pembebanan



Gambar 4.16 Area Pemodelan Yang Terpapar Beban Angin

4.5.4 Kombinasi Pembebanan

Beban-Beban yang telah dimasukkan lalu dikombinasikan berdasarkan kondisi pembebanan yang ada. Sebagai contoh dalam kasus *inplace*, kondisi pembebanan dibagi menjadi 2 bagian, yaitu kondisi operasi dan badai. Dalam mengombinasikan beban, hal yang perlu diperhatikan ialah mengklasifikasikan beban yang tergolong dalam kondisi operasi maupun dalam kondisi badai. Kemudian dimasukkan nilai kontigensi (faktor) yang menggambarkan beban kondisi pemodelan dibandingkan beban kondisi sebenarnya. Agar lebih mudah dalam pengolahan data, sebaiknya dibuat matriks pembebanan yang menjelaskan beban-beban yang akan dimasukkan kedalam pemodelan.

Tabel 4.10 Matriks Pembebanan Kondisi Operasi

BASIC LOAD DESCRIPTION		OPERATING CONDITION LOAD COMBINATION (DEG)							
		0	45	90	135	180	225	270	315
1	SACS SELF WEIGHT/DEAD LOAD	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
2	LIVE LOAD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	BEBAN JOINT TURBIN	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10	MAIN DECK EQUIPMENT LOAD	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
100	WIND, WAVE & 0 DEG.	1,00	-	-	-	-	-	-	-
145	WIND, WAVE & 45 DEG.	-	1,00	-	-	-	-	-	-
190	WIND, WAVE & CURRENT 90 DEG.	-	-	1,00	-	-	-	-	-
1135	WIND, WAVE & 135 DEG.	-	-	-	1,00	-	-	-	-
1180	WIND, WAVE & 180 DEG.	-	-	-	-	1,00	-	-	-
1225	WIND, WAVE & 225 DEG.	-	-	-	-	-	1,00	-	-
1270	WIND, WAVE & CURRENT 270 DEG.	-	-	-	-	-	-	1,00	-
1315	WIND, WAVE & 315 DEG.	-	-	-	-	-	-	-	1,00

Tabel 4.11 Matriks Pembebanan Kondisi Badai

BASIC LOAD DESCRIPTION		STORM CONDITION LOAD COMBINATION							
		0	45	90	135	180	225	270	315
1	SACS SELF WEIGHT/DEAD LOAD	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
2	LIVE LOAD	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
3	BEBAN JOINT TURBIN	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10	MAIN DECK EQUIPMENT LOAD	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
100	WIND, WAVE & 0 DEG.	1,00	-	-	-	-	-	-	-
145	WIND, WAVE & 45 DEG.	-	1,00	-	-	-	-	-	-
190	WIND, WAVE & CURRENT 90 DEG.	-	-	1,00	-	-	-	-	-
1135	WIND, WAVE & 135 DEG.	-	-	-	1,00	-	-	-	-
1180	WIND, WAVE & 180 DEG.	-	-	-	-	1,00	-	-	-
1225	WIND, WAVE & 225 DEG.	-	-	-	-	-	1,00	-	-
1270	WIND, WAVE & CURRENT 270 DEG.	-	-	-	-	-	-	1,00	-
1315	WIND, WAVE & 315 DEG.	-	-	-	-	-	-	-	1,00

4.5.5 Respon Statis Struktur

Setelah penentuan *profile*, pembebanan dan kombinasi dilakukan tahapan selanjutnya ialah mensimulasikan kondisi pembebanan disetiap arah didalam *software*. Struktur disimulasikan dalam kondisi badai maupun operasi untuk mengetahui pengaruh beban lingkungan yang terjadi serta mengetahui respon statis berupa UC (*Unity Check*) dan *Joint Punching Shear*. Setelah *running* dilakukan dalam *software*, respon statis serta besaran gaya yang terjadi pada struktur dapat diketahui dari *output listing*. Sehingga didapatkan besaran UC *member* yang terjadi.

4.5.6 Redesign

Setelah kombinasi pembebanan dilakukan, struktur di-*running* untuk mengetahui respon statisnya yaitu berupa UC (*Unity Check*) *member* atau *joint punching shear* nya serta mengetahui dimana *member* kritis didapatkan pada kedua kondisi baik badai maupun operasi. Struktur di *running* dengan *joint can input* (jcinp.) untuk mendapatkan *report* UC *joint*. Setelah proses *running* selesai, maka ditemukan beberapa *member* yang memiliki UC kritis sehingga perlu adanya *redesign* dari *profile* struktur. *Member*-*member* yang mengalami *redesign* dapat dilihat didalam table 4.18.

Tabel 4.12 *Redesign* Profil Struktur

Perhitungan			Redesign		
Deck			Deck		
	Tebal Pelat Secondary Girder Main Girder	7/16 in W 12 x 45 W 36 x 487		Tebal Pelat Secondary Girder Main Girder	7/16 in W 12 x 96 W 36 x 652
Deck Leg			Deck Leg		
	Outer Diameter Thickness	25 in 0,6 in		Outer Diameter Thickness	41,5 in 0,95 in
Pile			Pile		
	OD Pile Thickness	25 in 0,6 in		OD Pile Thickness	41,5 in 0,95 in
Jacket			Jacket		
	OD Jacket Thickness	34 in 0,6 in		OD Jacket Thickness	44 in 0,85 in
Brace			Brace		
	OD Brace Thickness	17 in 0,425 in		OD Brace Thickness	20 in 0,6 in

Setelah struktur mengalami *redesign*, hal tersebut menyebabkan perubahan respon statis struktur yang berupa UC dan *Joint Punching Shear*. Besar nya nilai UC dan *Joint Punching Shear* dapat dilihat pada tabel.

Tabel 4.13 *Group UC Summary*

Operasi		Badai	
ID Member	UC	ID Member	UC
BRC	0.55	BRC	0.43
DL7	0.61	DL7	0.54
LG2	0.09	LG2	0.21
LG3	0.13	LG3	0.24
LG4	0.26	LG4	0.24
LG5	0.32	LG5	0.34
MGD	0.58	MGD	0.53
PL1	0.41	PL1	0.52
PL2	0.42	PL2	0.52
PL3	0.41	PL3	0.42
PL4	0.40	PL4	0.39
PL5	0.37	PL5	0.34
PL6	0.32	PL6	0.28
SGD	0.65	SGD	0.56

Tabel 4.14 *Joint Can Summary*

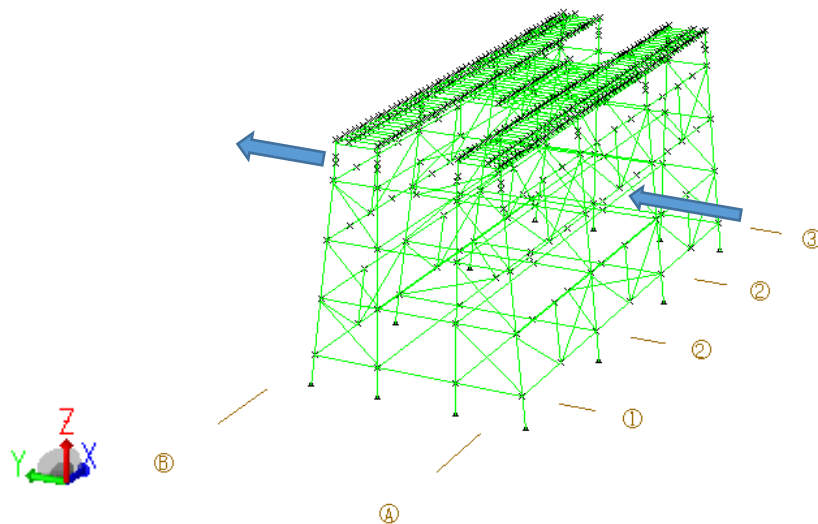
Operasi		Badai	
Joint	UC	Joint	UC
411L	0.932	412L	0.974
409L	0.931	410L	0.972
412L	0.891	411L	0.854
410L	0.890	409L	0.832
0039	0.780	303L	0.795
0038	0.772	302L	0.794
0031	0.766	307L	0.730
0030	0.755	306L	0.726
303L	0.683	103L	0.721
302L	0.680	102L	0.719
306L	0.670	0039	0.715
307L	0.653	0038	0.710
103L	0.628	107L	0.695
102L	0.626	0031	0.678
106L	0.614	0030	0.667
107L	0.612	106L	0.666
202L	0.589	407L	0.634
203L	0.588	406L	0.631
207L	0.584	203L	0.626
206L	0.582	202L	0.625
0029	0.547	207L	0.587
0028	0.544	401L	0.577
408L	0.537	206L	0.572
405L	0.536	403L	0.563
401L	0.530	402L	0.562
404L	0.517	408L	0.552
403L	0.489	405L	0.551
402L	0.488	0029	0.551
0037	0.487	0028	0.548
0036	0.486	305L	0.530
406L	0.478	308L	0.528
407L	0.468	301L	0.510
308L	0.313	304L	0.509
0026	0.310	312L	0.495
0027	0.309	310L	0.494
305L	0.306	404L	0.466
301L	0.296	0037	0.462
304L	0.295	0036	0.461
201L	0.282	309L	0.440

Tabel 4.15 *Joint Can Summary* (lanjutan)

208L	0.275	204L	0.434
205L	0.275	201L	0.433
204L	0.270	208L	0.420
312L	0.201	205L	0.419
310L	0.200	311L	0.396
209L	0.191	212L	0.371
309L	0.186	210L	0.370
111L	0.184	211L	0.350
109L	0.183	209L	0.349
105L	0.181	104L	0.329
212L	0.181	101L	0.328

4.6 Analisa Statis Akibat Beban Arus yang Terjadi Pada Turbin

Pada pendahuluan sebelumnya, telah dikemukakan bahwa perancangan struktur tertambat ini dilakukan sebagai *supporting platform* untuk menopang 18 turbin yang bekerja secara *farming*. Turbin-turbin tersebut ditopang dan diberi penegar yang terhubung pada struktur agar beban arus yang diterima turbin didistribusikan pada struktur. Sehingga, hal tersebut menyebabkan beban tambahan yang bekerja secara lateral terhadap struktur dan mempengaruhi tegangan serta deformasi yang terjadi.



Gambar 4.17 Arah dan Pembebanan Arus yang Terjadi Pada Struktur

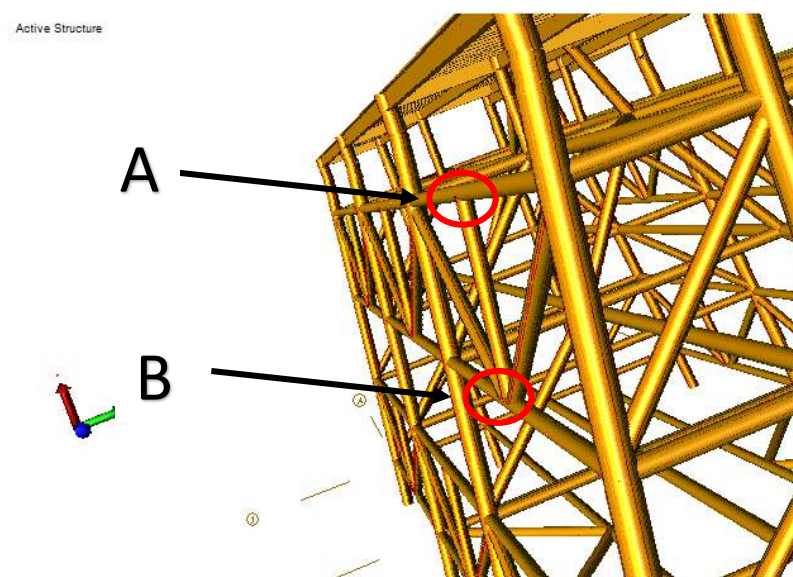
4.6.1 Penentuan Beban Arus yang Bekerja

Pada data didapatkan besaran kecepatan arus yang bekerja didapat dari pengukuran di lapangan selama 7 hari. Dalam analisa beban arus tambahan, diambil sebanyak 6 variasi pembebanan yaitu arus maksimum, minimum, dan rata-rata yang bekerja dalam arah Y+ serta Y-. Pemodelan dilakukan secara bolak-balik akibat karakteristik arus pada daerah perairan yang ditinjau bersifat *reversing current* akibat berada ditengah-tengah selat. Sehingga didapatkan data arus yang dipakai dalam pemodelan dalam tabel.

Tabel 4.16 Data Arus yang Digunakan Dalam Pemodelan Beban Arus Pada Turbin

	V (ft/s)	Ra (lbs)	Rb (lbs)	Ra (Kips)	Rb (Kips)
max	5,020	15067,69	36643,17	15,07	36,64
min	0,033	0,6437	1,5653	0,00064	0,00157
mean	1,255	1909,62	4640,83	1,91	4,64

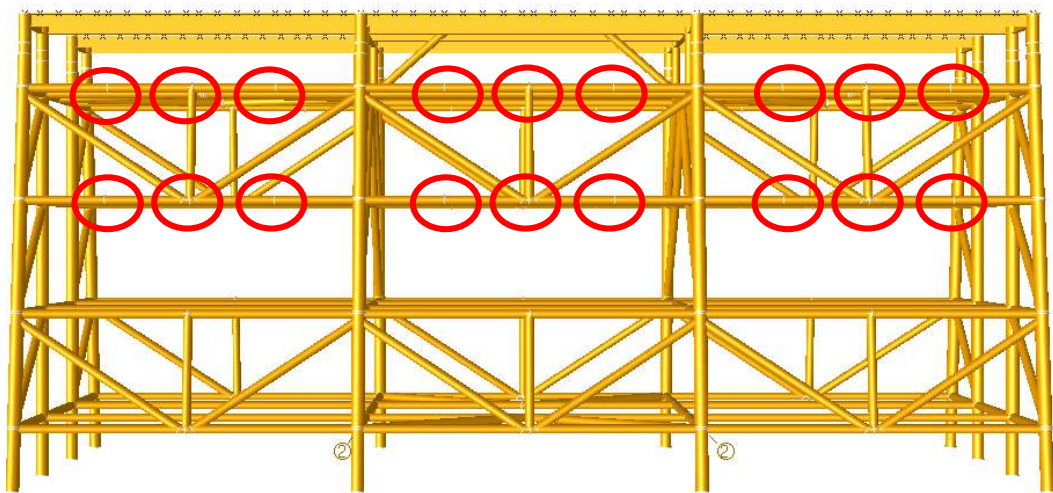
Pada data kecepatan arus yang didapatkan, data tersebut dirubah dan dihitung dengan perhitungan manual untuk mendapatkan besaran beban yang bereaksi pada tumpuan. Ra dan Rb merupakan besaran berupa beban simpul pada tumpuan yang akan dimasuk kan dalam pemodelan.



Gambar 4.18 Salah Satu Penempatan Beban Simpul Ra (A) dan Rb (B)

4.6.2 Pemodelan Struktur pada *Software* Akibat Beban Arus Tambahan

Banyaknya beban simpul (Ra dan Rb) pada struktur diaplikasikan sebanyak turbin yang di framing yaitu 18 buah dengan total 36 beban simpul pada struktur *jacket*. Setelah beban simpul didefinisikan, beban tersebut dikombinasikan dengan beban aksial dan lateral yang bekerja pada struktur disetiap *load condition*. Hal tersebut dilakukan untuk mengetahui respon struktur setelah mendapatkan beban simpul tambahan yang bekerja secara simultan dengan beban lainnya.

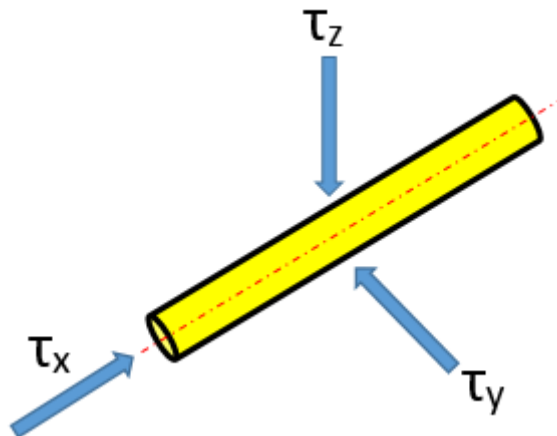


Gambar 4.19 Banyak Beban Simpul yang Diaplikasikan

Setelah semua beban didefinisikan, langkah selanjutnya ialah mensimulasikan atau *running* pemodelan dalam *software* pada tiap variasi beban simpul dalam arah Y+ dan Y- baik kondisi operasi maupun badai dengan total simulasi sebanyak 12 kali.

4.6.3 *Member Stress dan Joint Displacement*

Setelah proses simulasi atau *running* pemodelan dalam *software* dilakukan, maka hasil tegangan serta deformasi pada sambungan dapat diketahui. Dalam hal ini yang dapat ditampilkan ialah tegangan yang terjadi pada tiap member baik tegangan aksial maupun tegangan *bending* yang bekerja tegak lurus member pada arah sumbu Y dan Z. Deformasi yang dihasilkan pada sambungan juga berupa besarnya pergeseran *joint* pada sumbu X,Y, dan Z dan tidak menampilkan deformasi pada member.



Gambar 4.20 Ilustrasi Tegangan yang Bekerja Pada Member

Setelah struktur disimulasikan sebanyak 12 kali terhadap banyaknya variasi kecepatan disetiap arah baik dalam kondisi operasi maupun badai, didapatkan besarnya tegangan yang dialami struktur serta *joint displacement*. Tegangan total maksimum yang ditimbulkan terjadi pada kondisi operasi pada member 003P-103P dengan ID member PL1 sebesar -24,22 ksi pada *load condition* 6002. Sedangkan *joint displacement* terbesar terjadi pada simpul dengan ID *joint* 0008 sebesar 7,474 in dengan *load condition* 6002 pada kondisi badai. Untuk besaran member-member yang mengalami tegangan dan deformasi yang paling kritis, dapat dilihat pada gambar.

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---		
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)
BRC	302L-0415	6002	0.68	0.0	0.90	-1.33	17.19
DL7	601L-701L	6002	0.60	8.0	-1.00	-0.64	14.84
LG2	107L-207L	6002	0.42	30.2	0.23	-10.69	0.44
LG3	206L-306L	6002	0.48	0.0	2.94	-9.01	-0.37
LG4	307L-407L	6002	0.30	0.0	4.93	-1.92	-0.48
LG5	407L-507L	6002	0.47	0.0	5.29	5.83	-0.46
MGD	0132-0133	6007	0.58	4.6	-0.25	-11.77	-3.45
PL1	003P-103P	6002	1.19	0.0	-6.20	-24.22	-1.45
PL2	106P-206P	6002	0.73	30.2	-8.43	-9.04	-0.65
PL3	206P-306P	6002	0.73	0.0	-8.43	-9.04	-0.65
PL4	306P-406P	6002	0.47	0.0	-8.32	-1.84	0.51
PL5	406P-506L	6002	0.41	9.1	-8.17	0.91	-0.28
PL6	512L-612L	6002	0.32	3.0	-1.00	0.24	-7.41
SGD	0153-0252	6005	0.66	0.0	-0.51	-13.17	3.11

Gambar 4.21 Tegangan yang Terjadi Member pada Kritis Disetiap *Group ID*

MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Max)								
LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
6000	0343	1.381	0008	5.111	0182	-1.706	0003	5.269
6001	0350	0.943	0008	6.541	0280	-1.789	0008	6.585
6002	0343	0.181	0008	7.474	0280	-1.849	0008	7.479
6003	0347	-0.943	0008	6.541	0280	-1.789	0008	6.585
6004	0344	-1.381	0008	5.111	0182	-1.706	0003	5.269
6005	0344	-0.906	0008	4.536	0182	-1.694	0008	4.584
6006	0344	-0.517	0008	3.788	0182	-1.662	0008	3.801
6007	0343	0.442	0008	3.754	0182	-1.663	0008	3.764

Gambar 4.22 Deformasi *Joint* yang Terjadi pada Simpul Kritis Disetiap *Load Condition*

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan analisis data dan pembahasan, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut.

1. Dalam perencanaan ini pendekatan yang dilakukan untuk menghitung posisi vertikal turbin yakni letak turbin harus berada total 6,5 - 20 meter dibawah permukaan laut, sedangkan jarak secara horisontal antar turbin sejajar dengan arah datang arus adalah 6 kali diameter turbin, untuk jarak lebarnya yakni 1 kali diameter. Pada perancangan desain *Jacket*, diakibatkan karena bentangan panjang dek sepanjang 270 ft sehingga penentuan jarak antar kaki struktur yang sama yaitu sepanjang 90 ft. Sehingga didapatkan luasan dek sebesar 15300 ft² dan ditopang dengan 12 buah kaki.
2. Dari hasil analisa *running* pemodelan didapatkan respon struktur secara statis berupa *Unity Check* (UC) serta *joint punching shear* dan di *running* pada 12 arah yaitu pada 0°, 45°, 90°, 135°, 180°, 225°, 270° dan 315° dari kondisi badai maupun operasi dek dipatkan UC maksimum pada kondisi operasi dek sebesar 0,65 dengan *joint punching shear* sebesar 0,932 serta pada kondisi badai didapatkan UC maksimum sebesar 0,56 dengan *joint punching shear* sebesar 0,974.
3. Pada analisa statis akibat beban arus tambahan, terjadi tegangan maksimum pada struktur pada member 003P-103P dengan ID member PL1 sebesar -24,22 ksi pada *load condition* 6002. Sedangkan *Joint Displacement* terbesar terjadi pada simpul dengan *joint ID* 0008 sebesar 7,474 in, pada *load condition* 6002 pada kondisi badai.

5.2 Saran

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan, maka diberikan saran sebagai berikut:

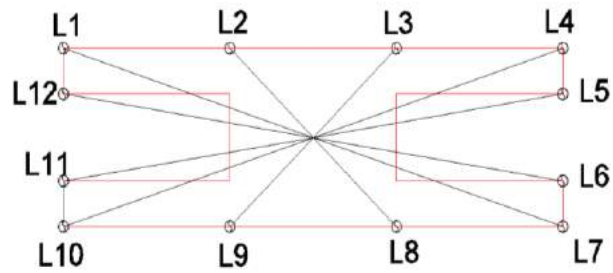
1. Desain struktur yang telah dibuat masih sangat perlu ditinjau kembali dari segi keamanan dan kenyamanan.
2. Pada analisa statis perlu dilakukan survey karakteristik tanah pada daerah yang akan dibangun nantinya, untuk mengetahui kedalaman penetrasi tanah dari tiang pancang.
3. Perlunya struktur pembanding lain untuk mengetahui efisiensi dari struktur penopang.
4. Data yang digunakan dalam analisa dinamis turbin masih terlalu kasar dan kurang mendetail sehingga dibutuhkan data arus tiap menit atau tiap detik, untuk mendapatkan tegangan yang lebih detail.
5. Perhitungan ekonomi dapat ditambahkan untuk mengetahui tingkat kesesuaian turbin tersebut dapat digunakan.

I. PERHITUNGAN DISTRIBUSI BEBAN DECK LEG PADA MAIN DECK

data :

D2	=	1557,14	kips
L2	=	2784,45	kips
W_{total}	=	4341,59	kips
x	=	0,009	ft
y	=	0,00	ft
L1	=	141,3825	ft
L2	=	61,5549	ft
L3	=	61,5549	ft
L4	=	141,3825	ft
L5	=	136,5476	ft
L6	=	136,5476	ft
L7	=	141,3825	ft
L8	=	61,5549	ft
L9	=	61,5549	ft
L10	=	141,3825	ft
L11	=	136,5476	ft
L12	=	136,5476	ft

* Load factor 1,0
* Load factor 1,0



Perbandingan distribusi beban:

lengan terpendek

$$L2 = 61,55 \text{ ft}$$

lengan terpendek dibandingkan dg lengan yg lain

$\frac{L2}{L1} = 0,435$	$\frac{L2}{L4} = 0,435$	$\frac{L2}{L5} = 0,451$
$\frac{L2}{L6} = 0,451$	$\frac{L2}{L7} = 0,435$	$\frac{L2}{L10} = 0,435$
$\frac{L2}{L12} = 0,451$	$\frac{L2}{L9} = 1,000$	
$\frac{L2}{L5} = 0,451$	$\frac{L2}{L8} = 1,000$	
$\frac{L2}{L3} = 1,000$	$\frac{L2}{L11} = 1,000$	

Jika Beban pada setiap jaket adalah P_i

$$W_{total} = P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6 + P7 + P8 + P9 + P10 + P11 + P12$$

Dimana,
 $\frac{P2}{P2} \times \frac{L2}{L2} = \frac{P1}{P3} \times \frac{L1}{L3}$ kips.ft
 dan seterusnya

P1	x	L1	=	P2	x	L2	kips.ft
		P1	=	P2	x	$\frac{L2}{L1}$	kips.ft
		P1	=	P2	x	0,435	kips.ft
P3	x	L3	=	P2	x	L2	kips.ft
		P3	=	P2	x	$\frac{L2}{L3}$	kips.ft
		P3	=	P2	x	1,000	kips.ft

P4	x	L4	=	P2	x	L2	kips.ft
		P4	=	P2	x	$\frac{L2}{L4}$	kips.ft
		P4	=	P2	x	0,435	kips.ft
P5	x	L5	=	P2	x	L2	kips.ft
		P5	=	P2	x	$\frac{L2}{L5}$	kips.ft
		P5	=	P2	x	0,451	kips.ft
P6	x	L6	=	P2	x	L2	kips.ft
		P6	=	P2	x	$\frac{L2}{L6}$	kips.ft
		P6	=	P2	x	0,451	kips.ft
P7	x	L7	=	P2	x	L2	kips.ft
		P7	=	P2	x	$\frac{L2}{L7}$	kips.ft
		P7	=	P2	x	0,435	kips.ft
P8	x	L8	=	P2	x	L2	kips.ft
		P8	=	P2	x	$\frac{L2}{L8}$	kips.ft
		P8	=	P2	x	1,000	kips.ft
P9	x	L9	=	P2	x	L2	kips.ft
		P9	=	P2	x	$\frac{L2}{L9}$	kips.ft
		P9	=	P2	x	1,000	kips.ft
P10	x	L1	=	P2	x	L2	kips.ft
		P10	=	P2	x	$\frac{L2}{L10}$	kips.ft
		P10	=	P2	x	0,435	kips.ft
P11	x	L1	=	P2	x	L2	kips.ft
		P11	=	P2	x	$\frac{L2}{L11}$	kips.ft
		P11	=	P2	x	1,000	kips.ft
P12	x	L1	=	P2	x	L2	kips.ft
		P12	=	P2	x	$\frac{L2}{L12}$	kips.ft
		P12	=	P2	x	0,451	kips.ft
W _{total}	=	P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6 + P7 + P8					
4341,59	=	7,09	P2	kips.ft			
P2	=	612,02	kips				
P1	=	266,46	kips				
P3	=	612,02	kips				
P4	=	266,46	kips				
P5	=	275,89	kips				
P6	=	275,89	kips				
P7	=	266,46	kips				
P8	=	612,02	kips				
P9	=	612,02	kips				
P10	=	266,46	kips				
P11	=	612,02	kips				
P12	=	275,89	kips				

Dari perhitungan di atas, beban terberat adalah
P2 = 612,018 kips

II. PERHITUNGAN DIAMETER DECK LEG

Perhitungan berikut berdasarkan API RP 2A WSD

Beban terbesar dari keseluruhan sistem merupakan beban yang digunakan. Karena gaya terbesar akan bekerja pada kolom terbesar

$$P2 = 612,018 \text{ kips}$$

$$f_c = \frac{P}{A} \text{ (kips)} \text{ ft}^2$$

Dengan

f_c adalah axial compression

P adalah beban pada deck leg

A adalah luasan deck leg berupa lingkaran

1. Merencanakan ukuran awal

$$L = 30,00 \text{ ft}$$

$$= 360 \text{ in}$$

$$K = 0,8$$

$$r = 0,35 \text{ D}$$

$$= 8,1439 \text{ in}$$

E = Young's modulus of elasticity

K = effective length factor, see Section D.3.2

L = unbraced length

r = radius of gyration

$$F_c = 0,6 \quad F_y \quad (\text{AISC Bab 13})$$

$$= 0,6 \cdot 36$$

$$= 21,6 \text{ ksi}$$

$$F_c = \frac{P}{A} \quad k = 0,8 \text{ in}$$

$$L = 30,00 \text{ ft} = 360 \text{ in}$$

$$r = 0,35 \text{ D} = 8,144 \text{ in}$$

$$A = \frac{P}{F_c}$$

$$= \frac{612,02}{21,6}$$

$$= 28,33 \text{ in}^2$$

$$A = \pi \cdot D \cdot t \quad \text{Dimana} \quad t = \frac{D}{60}$$

$$A = \pi \cdot D^2 \cdot \frac{60}{60}$$

$$D = \sqrt{A \times 60}$$

$$= \frac{\pi}{23,27} \text{ in}$$

$$= 1,939 \text{ ft}$$

$$R = 11,634 \text{ in}$$

$$R = 11,634 \text{ in}$$

$$t = 0,250 + \frac{D}{100}$$

$$= 0,483 \text{ in}$$

Didapat

$$D = 23,27 \text{ in}$$

$$t = 0,48 \text{ in}$$

Axial compression untuk perhitungan deck leg dr API RP 2A WSD, didapatkan sy: **[CHECK]**

$$D = 23,268$$

$$t = 0,483$$

$$= 48,2062414$$

$$\frac{D}{t} < 60$$

Saat,

$$\frac{Kl}{r} < C_c$$

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{(Kl/r)^2}{2C_c^2}\right] F_y}{5/3 + \frac{3(Kl/r)}{8C_c} - \frac{(Kl/r)^3}{8C_c^3}}$$

$$\frac{Kl}{r} > C_c$$

$$F_a = \frac{12 \pi^2 E}{23 (Kl/r)^2}$$

Sehingga

$$\frac{Kl}{r} = 35,36377281$$

Allowable Stress

$$C_c = \left[\frac{12 \pi^2 E}{F_y} \right]^{1/2}$$

dimana E = Modulus Young
= 250 GPA
= 36259 Kip/in

$$C_c = 345,207$$

Karena

$$\frac{Kl}{r} < C_c$$

$$35,36 < 345,207$$

maka

$$F_a = \frac{35,811}{1,705} \text{ ksi}$$

$$= 21,00 \text{ ksi}$$

$$UC = \frac{\text{Beban Aktual}}{F_a}$$

$$= 1$$

Sehingga

$$OD = 25,00 \text{ in}$$

$$t = 0,60 \text{ in}$$

$$\approx 9/16 \text{ in}$$

$$\text{Beban aktual} = \frac{P}{A}$$

$$= 21,6 \text{ kip/in}^2$$

$$\text{Sehingga } UC \leq 1$$

Structure Elevation Calculation

Elevation Design (based on storm condition)

Vertical Coordinate +Z

No	Name	Calculation		Opr	From MSL
		Item	Value (ft)		
1	Working Point Elevation	-	-		0
2	Deck (Top of Steel)	Kedalaman	82		
		1/2 Gelombang Max	3,25		
		Total Pasut (HAT)	14,5		
		Storm Surge	1		
		Air Gap	5		
		h Main Deck	2,88		
		Total	108,6321		
From Seabed	110		28		
6	Jacket Elevation or	Kedalaman	82	+	
		Total Pasut	14,5		
	Jacket Heigth	Storm Surge	1		
		10% Pasut	1,45		
		Total	98,95		
From Seabed	98,95		17		
7	Horizontal Brace Level 1	Jacket Heigth	17		
		Span	9		
		Level 1	90,0		
8	Horizontal Brace Level 2	Level 2	8		
		Span	30		
		Level 2	60,0		
9	Horizontal Brace Level 3	Level 3	-22		
		Span	30		
		Level 3	30,0		
10	Horizontal Brace Level 4	Level 4	-52		
		Span	30		
		Level 4	0		
12	Mudline Elevation	Jacket Height	98,95		
		Jacket Elevation	17		
		Mudline	-82,00		
13	Pile Stub Elevation (Dummy Pile)	Mudline	-82,00	-	
		6 OD	12,75		
		Scouring			
		Level 5	-94,75		-94,75

Storm surge	=	1	ft
H_{\max} badai	=	6,5	ft
Pasut	=	14,5	ft
Air gap	=	5	ft
MSL	=	82	ft
Scouring	=	3	ft
Bater	=	1 : 8	
	=	12,5625	

LWL	=	MSL - 1/2 Pasut	
	=	82 - (14,5 / 2)	
	=	74,75	ft

Tinggi Jacket	=	MSL + Pasut + Storm Surge + Scouring	
	=	82 + 14,5 + 1 + 3	
	=	100,5	ft

Pile Head dari Seabed	=	Tinggi Jacket + Scouring	
	=	100,5 + 3	
	=	103,5	ft

Wave Crest	=	MSL + 1/2 Pasut + 1/2 Hmax + Storm Surge	
	=	82 + (14,5 / 2) + (6,5 / 2) + 1	
	=	93,5	ft

Deck Leg dari pile head	=	Wave Crest - Pile Head + Air Gap	
	=	192.35 - 192.74 + 5	
	=	-5	ft

high astronomical tides (HAT)

HAT	=	LWL + Pasut	89,25
-----	---	-------------	-------

Tinggi Jacket	=	HAT + Scouring	92,25
---------------	---	----------------	-------

Pile Head	=	Tinggi Jacket + 3	103,5
-----------	---	-------------------	-------

Wave Crest	=	MSL + 1/2 Pasut + 1/2	93,5
------------	---	-----------------------	------

Tinggi Deck Leg	=	Wave Crest - Pile Head	-10
------------------------	---	------------------------	-----

Perhitungan Diameter Jacket Leg

Dari perhitungan diameter tiang pancang didapatkan:

$$\begin{aligned}D_{pile} &= D_{deck\ leg} \\&= 25,000\ in \\&= 2,08\ ft \\T\ (tebal) &= \frac{D_{tp}}{60} \\&= 0,417\ in\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}D_{jacket} &= D_{pile} + 2T + 2\xi \\ \text{Dengan,} \\ \xi &= 1\ in \\ T\ (tebal) &= \frac{D_{jacket}}{60}\end{aligned}$$

Sehingga,

$$\begin{aligned}D_{jacket} &= 25,000 + \frac{D_{jacket}}{60} + 2 \\ \frac{59 D_{jacket}}{60} &= 27,000 \\ D_{jacket} &= 27,458\ in \\ &\approx 34\ in \\ &= 2,833\ ft \\ \text{Sehingga didapatkan diameter jacket leg} &= 34\ in\end{aligned}$$

Perhitungan unbrace length

Slenderness Ratio, ' $kl/r = 80$ ' (jacket leg)

API WSD hal. 34

Dengan :

$$\begin{aligned}k &= 1 \\ r &= 0.35 \times D_{jaket} \text{ (jari - jari girasi)} \\ &= 11,9\ in\end{aligned}$$

maka,

$$\begin{aligned}\frac{k \times L}{r} &= 110 \\ L &= \frac{80 \times r}{k} \\ &= 1309\ in \\ &= 109,08\ ft\end{aligned}$$

Perhitungan di atas menunjukkan bahwa panjang unbrace length maksimum sebesar 109,08 ft

Perhitungan tebal jacket

$$\begin{aligned} T_{\text{jacket}} &= \frac{D_{\text{jacket}}}{40} \text{ in} && \text{(Bramlette McClelland hal 359 , Jacket brace)} \\ &= 0,85 \text{ in} \\ &= 0,0708 \text{ ft} \end{aligned}$$

Perhitungan diameter brace

$$\begin{aligned} \frac{D_{\text{jacket}}}{D_{\text{brace}}} &= 2 \\ D_{\text{brace}} &= \frac{D_{\text{jacket}}}{2} \\ &= 17,000 \text{ in} \\ &= 1,417 \text{ ft} \end{aligned}$$

Perhitungan Tebal Brace

$$\begin{aligned} \frac{D}{t} &= 40 \\ \frac{17,000}{t} &= 40 \\ t &= 0,425 \text{ in} \\ &= 0,0354 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\text{Sehingga didapatkan tebal brace} = 0,425 \text{ in}$$

Perhitungan unbrace length brace

Slenderness Ratio, ' $kl/r = 80$ ' (brace) API WSD hal. 34

Dengan :

$$\begin{aligned} k &= 0,8 \\ r &= 0.35 \times D_{\text{brace}} \text{ (jari - jari girasi)} \\ &= 5,95 \text{ in} \end{aligned}$$

maka,

$$\begin{aligned} \frac{k \times L}{r} &= 110 \\ L &= \frac{80 \times r}{k} \\ &= 818,125 \text{ in} \\ &= 68,177 \text{ ft} \end{aligned}$$

Perhitungan di atas menunjukkan bahwa panjang unbrace length brace maksimum sebesar 68,177 ft

Main Deck											
EQUIPMENT											
No	Nama	Ukuran Satuan	Berat (F) Kips	Luas (A) ft2	Tinggi ft	Jarak Dari Titik 0 tengah			(F) x (X')	(F) x (Y')	(F) x (Z')
						X'	Y'	Z'			
1	PLTAL system 1		9,79	21,60	2,250	-114,224	38,750	1,125	-1.117,83	379,22	11,01
2	PLTAL system 2		9,79	21,60	2,250	-90,224	38,750	1,125	-882,96	379,22	11,01
3	PLTAL system 3		9,79	21,60	2,250	-66,224	38,750	1,125	-648,09	379,22	11,01
4	PLTAL system 4		9,79	21,60	2,250	-24,224	38,750	1,125	-237,07	379,22	11,01
5	PLTAL system 5		9,79	21,60	2,250	0,224	38,750	1,125	2,20	379,22	11,01
6	PLTAL system 6		9,79	21,60	2,250	23,776	38,750	1,125	232,68	379,22	11,01
7	PLTAL system 7		9,79	21,60	2,250	65,776	38,750	1,125	643,70	379,22	11,01
8	PLTAL system 8		9,79	21,60	2,250	89,776	38,750	1,125	878,57	379,22	11,01
9	PLTAL system 9		9,79	21,60	2,250	113,776	38,750	1,125	1.113,44	379,22	11,01
10	PLTAL system 10		9,79	21,60	2,250	-114,224	-38,750	1,125	-1.117,83	-379,22	11,01
11	PLTAL system 11		9,79	21,60	2,250	-90,224	-38,750	1,125	-882,96	-379,22	11,01
12	PLTAL system 12		9,79	21,60	2,250	-66,224	-38,750	1,125	-648,09	-379,22	11,01
13	PLTAL system 13		9,79	21,60	2,250	-24,224	-38,750	1,125	-237,07	-379,22	11,01
14	PLTAL system 14		9,79	21,60	2,250	0,224	-38,750	1,125	2,20	-379,22	11,01
15	PLTAL system 15		9,79	21,60	2,250	23,776	-38,750	1,125	232,68	-379,22	11,01
16	PLTAL system 16		9,79	21,60	2,250	65,776	-38,750	1,125	643,70	-379,22	11,01
17	PLTAL system 17		9,79	21,60	2,250	89,776	-38,750	1,125	878,57	-379,22	11,01
18	PLTAL system 18		9,79	21,60	2,250	113,776	-38,750	1,125	1.113,44	-379,22	11,01
20	Container Room		27,50	400,00	20,000	-23,321	-0,420	10,000	-641,32	-11,54	275,00
21	Control Room		14,77	224,00	12,000	35,233	0,207	6,000	520,39	3,06	88,62
22	Fresh Water Tank		10,08	92,00	10,000	15,773	-0,002	5,000	158,99	-0,02	50,40
23	Mechanical Storage		13,44	65,98	8,750	3,991	0,459	4,375	53,64	6,17	58,80
24	Toilet		2,24	20,00	8,000	21,773	-0,003	4,000	48,77	-0,01	8,96
BLANKET LOAD											
25	Live Load	176	2692,8	15300	0	0	0	28			
26	Beban Pipa	5,99	91,647	15300	0	0	0	28			
26	Beban Plat	18,92	289,5	15300	0	0	0	28			
SECONDARY GIRDER											
27	SG 1	45	0,12444609	2,77	0	-132,9372	35,5	28	-16,54	4,42	3,48
28	SG 2	45	0,15084375	3,35	0	-128,3744	35,5	28	-19,36	5,35	4,22
29	SG 3	45	0,15084375	3,35	0	-123,3744	35,5	28	-18,61	5,35	4,22
30	SG 4	45	0,15084375	3,35	0	-118,3744	35,5	28	-17,86	5,35	4,22
31	SG 5	45	0,09955688	2,21	0	-114,2244	35,5	28	-11,37	3,53	2,79
32	SG 6	45	0,15084375	3,35	0	-110,0744	35,5	28	-16,60	5,35	4,22
33	SG 7	45	0,16140281	3,59	0	-104,8994	35,5	28	-16,93	5,73	4,52
34	SG 8	45	0,16140281	3,59	0	-99,55	35,5	28	-16,07	5,73	4,52
35	SG 9	45	0,15084375	3,35	0	-94,3744	35,5	28	-14,24	5,35	4,22
36	SG 10	45	0,09955688	2,21	0	-90,2244	35,5	28	-8,98	3,53	2,79
37	SG 11	45	0,15084375	3,35	0	-86,0744	35,5	28	-12,98	5,35	4,22
38	SG 12	45	0,16140281	3,59	0	-80,8994	35,5	28	-13,06	5,73	4,52
39	SG 13	45	0,16140281	3,59	0	-75,5494	35,5	28	-12,19	5,73	4,52
40	SG 14	45	0,15084375	3,35	0	-70,3744	35,5	28	-10,62	5,35	4,22
41	SG 15	45	0,09955688	2,21	0	-66,2244	35,5	28	-6,59	3,53	2,79
42	SG 16	45	0,15084375	3,35	0	-62,0744	35,5	28	-9,36	5,35	4,22
43	SG 17	45	0,15084375	3,35	0	-57,0744	35,5	28	-8,61	5,35	4,22
44	SG 18	45	0,15084375	3,35	0	-52,0744	35,5	28	-7,86	5,35	4,22
45	SG 19	45	0,13799186	3,07	0	-47,2872	35,5	28	-6,53	4,90	3,86
46	SG 20	45	0,12444609	2,77	0	-42,9372	35,5	28	-5,34	4,42	3,48
47	SG 21	45	0,15084375	3,35	0	-38,3744	35,5	28	-5,79	5,35	4,22
48	SG 22	45	0,15084375	3,35	0	-33,3744	35,5	28	-5,03	5,35	4,22
49	SG 23	45	0,15084375	3,35	0	-28,3744	35,5	28	-4,28	5,35	4,22
50	SG 24	45	0,09955688	2,21	0	-24,2244	35,5	28	-2,41	3,53	2,79
51	SG 25	45	0,15084375	3,35	0	-20,0744	35,5	28	-3,03	5,35	4,22
52	SG 26	45	0,16140281	3,59	0	-14,8994	35,5	28	-2,40	5,73	4,52
53	SG 27	45	0,16140281	3,59	0	-9,5494	35,5	28	-1,54	5,73	4,52
54	SG 28	45	0,15084375	3,35	0	-4,3744	35,5	28	-0,66	5,35	4,22
55	SG 29	45	0,09955688	2,21	0	0,2244	35,5	28	0,02	3,53	2,79
56	SG 30	45	0,15084375	3,35	0	3,9256	35,5	28	0,59	5,35	4,22
57	SG 31	45	0,16140281	3,59	0	9,1006	35,5	28	1,47	5,73	4,52
58	SG 32	45	0,16140281	3,59	0	14,4506	35,5	28	2,33	5,73	4,52
59	SG 33	45	0,15084375	3,35	0	19,6256	35,5	28	2,96	5,35	4,22
60	SG 34	45	0,09955688	2,21	0	23,7756	35,5	28	2,37	3,53	2,79
61	SG 35	45	0,15084375	3,35	0	27,9256	35,5	28	4,21	5,35	4,22
62	SG 36	45	0,15084375	3,35	0	32,9256	35,5	28	4,97	5,35	4,22
63	SG 37	45	0,15084375	3,35	0	37,9256	35,5	28	5,72	5,35	4,22
64	SG 38	45	0,13799186	3,07	0	42,7128	35,5	28	5,89	4,90	3,86
65	SG 39	45	0,12444609	2,77	0	47,0628	35,5	28	5,86	4,42	3,48
66	SG 40	45	0,15084375	3,35	0	51,6256	35,5	28	7,79	5,35	4,22
67	SG 41	45	0,15084375	3,35	0	56,6	35,5	28	8,54	5,35	4,22
68	SG 42	45	0,15084375	3,35	0	61,6256	35,5	28	9,30	5,35	4,22
69	SG 43	45	0,09955688	2,21	0	65,7756	35,5	28	6,55	3,53	2,79
70	SG 44	45	0,15084375	3,35	0	69,9256	35,5	28	10,55	5,35	4,22
71	SG 45	45	0,16140281	3,59	0	75,1006	35,5	28	12,12	5,73	4,52
72	SG 46	45	0,16140281	3,59	0	80,4506	35,5	28	12,98	5,73	4,52
73	SG 47	45	0,15084375	3,35	0	85,6256	35,5	28	12,92	5,35	4,22
74	SG 48	45	0,09955688	2,21	0	89,7756	35,5	28	8,94	3,53	2,79
75	SG 49	45	0,15084375	3,35	0	93,9256	35,5	28	14,17	5,35	4,22
76	SG 50	45	0,16140281	3,59	0	99,1006	35,5	28	16,00	5,73	4,52
77	SG 51	45	0,16140281	3,59	0	104,4506	35,5	28	16,86	5,73	4,52
78	SG 52	45	0,15084375	3,35	0	109,6256	35,5	28	16,54	5,35	4,22
79	SG 53	45	0,09955688	2,21	0	113,7756	35,5	28	11,33	3,53	2,79
80	SG 54	45	0,15084375	3,35	0	117,9256	35,5	28	17,79	5,35	4,22
81	SG 55	45	0,15084375	3,35	0	122,9256	35,5	28	18,54	5,35	4,22
82	SG 56	45	0,15084375	3,35	0	127,9256	35,5	28	19,30	5,35	4,22

83	SG 57	45	0,13799186	3,07	0	132,7128	35,5	28	18,31	4,90	3,86
84	SG 58	45	0,09955688	2,21	0	-114,224	38,750	28	-11,37	3,86	2,79
85	SG 59	45	0,09955688	2,21	0	-90,224	38,750	28	-8,98	3,86	2,79
86	SG 60	45	0,09955688	2,21	0	-66,224	38,750	28	-6,59	3,86	2,79
87	SG 61	45	0,09955688	2,21	0	-24,224	38,750	28	-2,41	3,86	2,79
88	SG 62	45	0,09955688	2,21	0	0,224	38,750	28	0,02	3,86	2,79
89	SG 63	45	0,09955688	2,21	0	23,776	38,750	28	2,37	3,86	2,79
90	SG 64	45	0,09955688	2,21	0	65,776	38,750	28	6,55	3,86	2,79
91	SG 65	45	0,09955688	2,21	0	89,776	38,750	28	8,94	3,86	2,79
92	SG 66	45	0,09955688	2,21	0	113,776	38,750	28	11,33	3,86	2,79
93	SG 67	45	0,64862813	14,41	0	-130,877	31,250	28	-84,89	20,27	18,16
94	SG 68	45	0,64862813	14,41	0	-125,874	31,250	28	-81,65	20,27	18,16
95	SG 69	45	0,64862813	14,41	0	-120,874	31,250	28	-78,40	20,27	18,16
96	SG 70	45	0,64862813	14,41	0	-115,874	31,250	28	-75,16	20,27	18,16
97	SG 71	45	0,64862813	14,41	0	-112,574	31,250	28	-73,02	20,27	18,16
98	SG 72	45	0,64862813	14,41	0	-107,574	31,250	28	-69,78	20,27	18,16
99	SG 73	45	0,64862813	14,41	0	-102,224	31,250	28	-66,31	20,27	18,16
100	SG 74	45	0,64862813	14,41	0	-96,874	31,250	28	-62,84	20,27	18,16
101	SG 75	45	0,64862813	14,41	0	-91,874	31,250	28	-59,59	20,27	18,16
102	SG 76	45	0,64862813	14,41	0	-88,574	31,250	28	-57,45	20,27	18,16
103	SG 77	45	0,64862813	14,41	0	-83,574	31,250	28	-54,21	20,27	18,16
104	SG 78	45	0,64862813	14,41	0	-78,224	31,250	28	-50,74	20,27	18,16
105	SG 79	45	0,64862813	14,41	0	-72,874	31,250	28	-47,27	20,27	18,16
106	SG 80	45	0,64862813	14,41	0	-67,874	31,250	28	-44,03	20,27	18,16
107	SG 81	45	0,64862813	14,41	0	-64,574	31,250	28	-41,88	20,27	18,16
108	SG 82	45	0,64862813	14,41	0	-59,574	31,250	28	-38,64	20,27	18,16
109	SG 83	45	0,64862813	14,41	0	-54,574	31,250	28	-35,40	20,27	18,16
110	SG 84	45	0,64862813	14,41	0	-49,574	31,250	28	-32,16	20,27	18,16
111	SG 85	45	0,64862813	14,41	0	-40,874	31,250	28	-26,51	20,27	18,16
112	SG 86	45	0,64862813	14,41	0	-35,874	31,250	28	-23,27	20,27	18,16
113	SG 87	45	0,64862813	14,41	0	-30,874	31,250	28	-20,03	20,27	18,16
114	SG 88	45	0,64862813	14,41	0	-25,874	31,250	28	-16,78	20,27	18,16
115	SG 89	45	0,64862813	14,41	0	-22,574	31,250	28	-14,64	20,27	18,16
116	SG 90	45	0,64862813	14,41	0	-17,574	31,250	28	-11,40	20,27	18,16
117	SG 91	45	0,64862813	14,41	0	-12,224	31,250	28	-7,93	20,27	18,16
118	SG 92	45	0,64862813	14,41	0	-6,874	31,250	28	-4,46	20,27	18,16
119	SG 93	45	0,64862813	14,41	0	-1,874	31,250	28	-1,22	20,27	18,16
120	SG 94	45	0,64862813	14,41	0	1,426	31,250	28	0,92	20,27	18,16
121	SG 95	45	0,64862813	14,41	0	6,426	31,250	28	4,17	20,27	18,16
122	SG 96	45	0,64862813	14,41	0	11,776	31,250	28	7,64	20,27	18,16
123	SG 97	45	0,64862813	14,41	0	17,126	31,250	28	11,11	20,27	18,16
124	SG 98	45	0,64862813	14,41	0	22,126	31,250	28	14,35	20,27	18,16
125	SG 99	45	0,64862813	14,41	0	25,426	31,250	28	16,49	20,27	18,16
126	SG 100	45	0,64862813	14,41	0	30,426	31,250	28	19,73	20,27	18,16
127	SG 101	45	0,64862813	14,41	0	35,426	31,250	28	22,98	20,27	18,16
128	SG 102	45	0,64862813	14,41	0	40,426	31,250	28	26,22	20,27	18,16
129	SG 103	45	0,64862813	14,41	0	49,126	31,250	28	31,86	20,27	18,16
130	SG 104	45	0,64862813	14,41	0	54,126	31,250	28	35,11	20,27	18,16
131	SG 105	45	0,64862813	14,41	0	59,126	31,250	28	38,35	20,27	18,16
132	SG 106	45	0,64862813	14,41	0	64,126	31,250	28	41,59	20,27	18,16
133	SG 107	45	0,64862813	14,41	0	67,426	31,250	28	43,73	20,27	18,16
134	SG 108	45	0,64862813	14,41	0	72,426	31,250	28	46,98	20,27	18,16
135	SG 109	45	0,64862813	14,41	0	77,792	31,250	28	50,46	20,27	18,16
136	SG 110	45	0,64862813	14,41	0	83,142	31,250	28	53,93	20,27	18,16
137	SG 111	45	0,64862813	14,41	0	88,126	31,250	28	57,16	20,27	18,16
138	SG 112	45	0,64862813	14,41	0	91,426	31,250	28	59,30	20,27	18,16
139	SG 113	45	0,64862813	14,41	0	96,426	31,250	28	62,54	20,27	18,16
140	SG 114	45	0,64862813	14,41	0	101,776	31,250	28	66,01	20,27	18,16
141	SG 115	45	0,64862813	14,41	0	107,126	31,250	28	69,48	20,27	18,16
142	SG 116	45	0,64862813	14,41	0	112,126	31,250	28	72,73	20,27	18,16
143	SG 117	45	0,64862813	14,41	0	115,426	31,250	28	74,87	20,27	18,16
144	SG 118	45	0,64862813	14,41	0	120,426	31,250	28	78,11	20,27	18,16
145	SG 119	45	0,64862813	14,41	0	125,426	31,250	28	81,35	20,27	18,16
146	SG 120	45	0,64862813	14,41	0	130,426	31,250	28	84,60	20,27	18,16
147	SG 121	45	0,61845938	13,74	0	-40,874	10,250	28	-25,28	6,34	17,32
148	SG 122	45	0,61845938	13,74	0	-35,874	10,250	28	-22,19	6,34	17,32
149	SG 123	45	0,61845938	13,74	0	-30,874	10,250	28	-19,09	6,34	17,32
150	SG 124	45	0,61845938	13,74	0	-25,874	10,250	28	-16,00	6,34	17,32
151	SG 125	45	0,61845938	13,74	0	-22,574	10,250	28	-13,96	6,34	17,32
152	SG 126	45	0,61845938	13,74	0	-17,574	10,250	28	-10,87	6,34	17,32
153	SG 127	45	0,61845938	13,74	0	-12,224	10,250	28	-7,56	6,34	17,32
154	SG 128	45	0,61845938	13,74	0	-6,874	10,250	28	-4,25	6,34	17,32
155	SG 129	45	0,61845938	13,74	0	-1,874	10,250	28	-1,16	6,34	17,32
156	SG 130	45	0,61845938	13,74	0	1,426	10,250	28	0,88	6,34	17,32
157	SG 131	45	0,61845938	13,74	0	6,426	10,250	28	3,97	6,34	17,32
158	SG 132	45	0,61845938	13,74	0	11,776	10,250	28	7,28	6,34	17,32
159	SG 133	45	0,61845938	13,74	0	17,126	10,250	28	10,59	6,34	17,32
160	SG 134	45	0,61845938	13,74	0	22,126	10,250	28	13,68	6,34	17,32
161	SG 135	45	0,61845938	13,74	0	25,426	10,250	28	15,72	6,34	17,32
162	SG 136	45	0,61845938	13,74	0	30,426	10,250	28	18,82	6,34	17,32
163	SG 137	45	0,61845938	13,74	0	35,426	10,250	28	21,91	6,34	17,32
164	SG 138	45	0,61845938	13,74	0	40,426	10,250	28	25,00	6,34	17,32
165	SG 139	45	0,12444609	2,77	0	-132,9372	-35,5	28	-16,54	-4,42	3,48
166	SG 140	45	0,15084375	3,35	0	-128,3744	-35,5	28	-19,36	-5,35	4,22
167	SG 141	45	0,15084375	3,35	0	-123,3744	-35,5	28	-18,61	-5,35	4,22
168	SG 142	45	0,15084375	3,35	0	-118,3744	-35,5	28	-17,86	-5,35	4,22
169	SG 143	45	0,09955688	2,21	0	-114,2244	-35,5	28	-11,37	-3,53	2,79
170	SG 144	45	0,15084375	3,35	0	-110,0744	-35,5	28	-16,60	-5,35	4,22

171	SG 145	45	0,16140281	3,59	0	-104,8994	-35,5	28	-16,93	-5,73	4,52
172	SG 146	45	0,16140281	3,59	0	-99,55	-35,5	28	-16,07	-5,73	4,52
173	SG 147	45	0,15084375	3,35	0	-94,3744	-35,5	28	-14,24	-5,35	4,22
174	SG 148	45	0,09955688	2,21	0	-90,2244	-35,5	28	-8,98	-3,53	2,79
175	SG 149	45	0,15084375	3,35	0	-86,0744	-35,5	28	-12,98	-5,35	4,22
176	SG 150	45	0,16140281	3,59	0	-80,8994	-35,5	28	-13,06	-5,73	4,52
177	SG 151	45	0,16140281	3,59	0	-75,5494	-35,5	28	-12,19	-5,73	4,52
178	SG 152	45	0,15084375	3,35	0	-70,3744	-35,5	28	-10,62	-5,35	4,22
179	SG 153	45	0,09955688	2,21	0	-66,2244	-35,5	28	-6,59	-3,53	2,79
180	SG 154	45	0,15084375	3,35	0	-62,0744	-35,5	28	-9,36	-5,35	4,22
181	SG 155	45	0,15084375	3,35	0	-57,0744	-35,5	28	-8,61	-5,35	4,22
182	SG 156	45	0,15084375	3,35	0	-52,0744	-35,5	28	-7,86	-5,35	4,22
183	SG 157	45	0,13799186	3,07	0	-47,2872	-35,5	28	-6,53	-4,90	3,86
184	SG 158	45	0,12444609	2,77	0	-42,9372	-35,5	28	-5,34	-4,42	3,48
185	SG 159	45	0,15084375	3,35	0	-38,3744	-35,5	28	-5,79	-5,35	4,22
186	SG 160	45	0,15084375	3,35	0	-33,3744	-35,5	28	-5,03	-5,35	4,22
187	SG 161	45	0,15084375	3,35	0	-28,3744	-35,5	28	-4,28	-5,35	4,22
188	SG 162	45	0,09955688	2,21	0	-24,2244	-35,5	28	-2,41	-3,53	2,79
189	SG 163	45	0,15084375	3,35	0	-20,0744	-35,5	28	-3,03	-5,35	4,22
190	SG 164	45	0,16140281	3,59	0	-14,8994	-35,5	28	-2,40	-5,73	4,52
191	SG 165	45	0,16140281	3,59	0	-9,5494	-35,5	28	-1,54	-5,73	4,52
192	SG 166	45	0,15084375	3,35	0	-4,3744	-35,5	28	-0,66	-5,35	4,22
193	SG 167	45	0,09955688	2,21	0	0,2244	-35,5	28	0,02	-3,53	2,79
194	SG 168	45	0,15084375	3,35	0	3,9256	-35,5	28	0,59	-5,35	4,22
195	SG 169	45	0,16140281	3,59	0	9,1006	-35,5	28	1,47	-5,73	4,52
196	SG 170	45	0,16140281	3,59	0	14,4506	-35,5	28	2,33	-5,73	4,52
197	SG 171	45	0,15084375	3,35	0	19,6256	-35,5	28	2,96	-5,35	4,22
198	SG 172	45	0,09955688	2,21	0	23,7756	-35,5	28	2,37	-3,53	2,79
199	SG 173	45	0,15084375	3,35	0	27,9256	-35,5	28	4,21	-5,35	4,22
200	SG 174	45	0,15084375	3,35	0	32,9256	-35,5	28	4,97	-5,35	4,22
201	SG 175	45	0,15084375	3,35	0	37,9256	-35,5	28	5,72	-5,35	4,22
202	SG 176	45	0,13799186	3,07	0	42,7128	-35,5	28	5,89	-4,90	3,86
203	SG 177	45	0,12444609	2,77	0	47,0628	-35,5	28	5,86	-4,42	3,48
204	SG 178	45	0,15084375	3,35	0	51,6256	-35,5	28	7,79	-5,35	4,22
205	SG 179	45	0,15084375	3,35	0	56,6	-35,5	28	8,54	-5,35	4,22
206	SG 180	45	0,15084375	3,35	0	61,6256	-35,5	28	9,30	-5,35	4,22
207	SG 181	45	0,09955688	2,21	0	65,7756	-35,5	28	6,55	-3,53	2,79
208	SG 182	45	0,15084375	3,35	0	69,9256	-35,5	28	10,55	-5,35	4,22
209	SG 183	45	0,16140281	3,59	0	75,1006	-35,5	28	12,12	-5,73	4,52
210	SG 184	45	0,16140281	3,59	0	80,4506	-35,5	28	12,98	-5,73	4,52
211	SG 185	45	0,15084375	3,35	0	85,6256	-35,5	28	12,92	-5,35	4,22
212	SG 186	45	0,09955688	2,21	0	89,7756	-35,5	28	8,94	-3,53	2,79
213	SG 187	45	0,15084375	3,35	0	93,9256	-35,5	28	14,17	-5,35	4,22
214	SG 188	45	0,16140281	3,59	0	99,1006	-35,5	28	16,00	-5,73	4,52
215	SG 189	45	0,16140281	3,59	0	104,4506	-35,5	28	16,86	-5,73	4,52
216	SG 190	45	0,15084375	3,35	0	109,6256	-35,5	28	16,54	-5,35	4,22
217	SG 191	45	0,09955688	2,21	0	113,7756	-35,5	28	11,33	-3,53	2,79
218	SG 192	45	0,15084375	3,35	0	117,9256	-35,5	28	17,79	-5,35	4,22
219	SG 193	45	0,15084375	3,35	0	122,9256	-35,5	28	18,54	-5,35	4,22
220	SG 194	45	0,15084375	3,35	0	127,9256	-35,5	28	19,30	-5,35	4,22
221	SG 195	45	0,13799186	3,07	0	132,7128	-35,5	28	18,31	-4,90	3,86
222	SG 196	45	0,09955688	2,21	0	-114,224	-38,750	28	-11,37	-3,86	2,79
223	SG 197	45	0,09955688	2,21	0	-90,224	-38,750	28	-8,98	-3,86	2,79
224	SG 198	45	0,09955688	2,21	0	-66,224	-38,750	28	-6,59	-3,86	2,79
225	SG 199	45	0,09955688	2,21	0	-24,224	-38,750	28	-2,41	-3,86	2,79
226	SG 200	45	0,09955688	2,21	0	0,224	-38,750	28	0,02	-3,86	2,79
227	SG 201	45	0,09955688	2,21	0	23,776	-38,750	28	2,37	-3,86	2,79
228	SG 202	45	0,09955688	2,21	0	65,776	-38,750	28	6,55	-3,86	2,79
229	SG 203	45	0,09955688	2,21	0	89,776	-38,750	28	8,94	-3,86	2,79
230	SG 204	45	0,09955688	2,21	0	113,776	-38,750	28	11,33	-3,86	2,79
231	SG 205	45	0,64862813	14,41	0	-130,877	-31,250	28	-84,89	-20,27	18,16
232	SG 206	45	0,64862813	14,41	0	-125,874	-31,250	28	-81,65	-20,27	18,16
233	SG 207	45	0,64862813	14,41	0	-120,874	-31,250	28	-78,40	-20,27	18,16
234	SG 208	45	0,64862813	14,41	0	-115,874	-31,250	28	-75,16	-20,27	18,16
235	SG 209	45	0,64862813	14,41	0	-112,574	-31,250	28	-73,02	-20,27	18,16
236	SG 210	45	0,64862813	14,41	0	-107,574	-31,250	28	-69,78	-20,27	18,16
237	SG 211	45	0,64862813	14,41	0	-102,224	-31,250	28	-66,31	-20,27	18,16
238	SG 212	45	0,64862813	14,41	0	-96,874	-31,250	28	-62,84	-20,27	18,16
239	SG 213	45	0,64862813	14,41	0	-91,874	-31,250	28	-59,59	-20,27	18,16
240	SG 214	45	0,64862813	14,41	0	-88,574	-31,250	28	-57,45	-20,27	18,16
241	SG 215	45	0,64862813	14,41	0	-83,574	-31,250	28	-54,21	-20,27	18,16
242	SG 216	45	0,64862813	14,41	0	-78,224	-31,250	28	-50,74	-20,27	18,16
243	SG 217	45	0,64862813	14,41	0	-72,874	-31,250	28	-47,27	-20,27	18,16
244	SG 218	45	0,64862813	14,41	0	-67,874	-31,250	28	-44,03	-20,27	18,16
245	SG 219	45	0,64862813	14,41	0	-64,574	-31,250	28	-41,88	-20,27	18,16
246	SG 220	45	0,64862813	14,41	0	-59,574	-31,250	28	-38,64	-20,27	18,16
247	SG 221	45	0,64862813	14,41	0	-54,574	-31,250	28	-35,40	-20,27	18,16
248	SG 222	45	0,64862813	14,41	0	-49,574	-31,250	28	-32,16	-20,27	18,16
249	SG 223	45	0,64862813	14,41	0	-40,874	-31,250	28	-26,51	-20,27	18,16
250	SG 224	45	0,64862813	14,41	0	-35,874	-31,250	28	-23,27	-20,27	18,16
251	SG 225	45	0,64862813	14,41	0	-30,874	-31,250	28	-20,03	-20,27	18,16
252	SG 226	45	0,64862813	14,41	0	-25,874	-31,250	28	-16,78	-20,27	18,16
253	SG 227	45	0,64862813	14,41	0	-22,574	-31,250	28	-14,64	-20,27	18,16
254	SG 228	45	0,64862813	14,41	0	-17,574	-31,250	28	-11,40	-20,27	18,16
255	SG 229	45	0,64862813	14,41	0	-12,224	-31,250	28	-7,93	-20,27	18,16
256	SG 230	45	0,64862813	14,41	0	-6,874	-31,250	28	-4,46	-20,27	18,16
257	SG 231	45	0,64862813	14,41	0	-1,874	-31,250	28	-1,22	-20,27	18,16
258	SG 232	45	0,64862813	14,41	0	1,426	-31,250	28	0,92	-20,27	18,16

259	SG 233	45	0,64862813	14,41	0	6,426	-31,250	28	4,17	-20,27	18,16
260	SG 234	45	0,64862813	14,41	0	11,776	-31,250	28	7,64	-20,27	18,16
261	SG 235	45	0,64862813	14,41	0	17,126	-31,250	28	11,11	-20,27	18,16
262	SG 236	45	0,64862813	14,41	0	22,126	-31,250	28	14,35	-20,27	18,16
263	SG 237	45	0,64862813	14,41	0	25,426	-31,250	28	16,49	-20,27	18,16
264	SG 238	45	0,64862813	14,41	0	30,426	-31,250	28	19,73	-20,27	18,16
265	SG 239	45	0,64862813	14,41	0	35,426	-31,250	28	22,98	-20,27	18,16
266	SG 240	45	0,64862813	14,41	0	40,426	-31,250	28	26,22	-20,27	18,16
267	SG 241	45	0,64862813	14,41	0	49,126	-31,250	28	31,86	-20,27	18,16
268	SG 242	45	0,64862813	14,41	0	54,126	-31,250	28	35,11	-20,27	18,16
269	SG 243	45	0,64862813	14,41	0	59,126	-31,250	28	38,35	-20,27	18,16
270	SG 244	45	0,64862813	14,41	0	64,126	-31,250	28	41,59	-20,27	18,16
271	SG 245	45	0,64862813	14,41	0	67,426	-31,250	28	43,73	-20,27	18,16
272	SG 246	45	0,64862813	14,41	0	72,426	-31,250	28	46,98	-20,27	18,16
273	SG 247	45	0,64862813	14,41	0	77,792	-31,250	28	50,46	-20,27	18,16
274	SG 248	45	0,64862813	14,41	0	83,142	-31,250	28	53,93	-20,27	18,16
275	SG 249	45	0,64862813	14,41	0	88,126	-31,250	28	57,16	-20,27	18,16
276	SG 250	45	0,64862813	14,41	0	91,426	-31,250	28	59,30	-20,27	18,16
277	SG 251	45	0,64862813	14,41	0	96,426	-31,250	28	62,54	-20,27	18,16
278	SG 252	45	0,64862813	14,41	0	101,776	-31,250	28	66,01	-20,27	18,16
279	SG 253	45	0,64862813	14,41	0	107,126	-31,250	28	69,48	-20,27	18,16
280	SG 254	45	0,64862813	14,41	0	112,126	-31,250	28	72,73	-20,27	18,16
281	SG 255	45	0,64862813	14,41	0	115,426	-31,250	28	74,87	-20,27	18,16
282	SG 256	45	0,64862813	14,41	0	120,426	-31,250	28	78,11	-20,27	18,16
283	SG 257	45	0,64862813	14,41	0	125,426	-31,250	28	81,35	-20,27	18,16
284	SG 258	45	0,64862813	14,41	0	130,426	-31,250	28	84,60	-20,27	18,16
285	SG 259	45	0,61845938	13,74	0	-40,874	-10,250	28	-25,28	-6,34	17,32
286	SG 260	45	0,61845938	13,74	0	-35,874	-10,250	28	-22,19	-6,34	17,32
287	SG 261	45	0,61845938	13,74	0	-30,874	-10,250	28	-19,09	-6,34	17,32
288	SG 262	45	0,61845938	13,74	0	-25,874	-10,250	28	-16,00	-6,34	17,32
289	SG 263	45	0,61845938	13,74	0	-22,574	-10,250	28	-13,96	-6,34	17,32
290	SG 264	45	0,61845938	13,74	0	-17,574	-10,250	28	-10,87	-6,34	17,32
291	SG 265	45	0,61845938	13,74	0	-12,224	-10,250	28	-7,56	-6,34	17,32
292	SG 266	45	0,61845938	13,74	0	-6,874	-10,250	28	-4,25	-6,34	17,32
293	SG 267	45	0,61845938	13,74	0	-1,874	-10,250	28	-1,16	-6,34	17,32
294	SG 268	45	0,61845938	13,74	0	1,426	-10,250	28	0,88	-6,34	17,32
295	SG 269	45	0,61845938	13,74	0	6,426	-10,250	28	3,97	-6,34	17,32
296	SG 270	45	0,61845938	13,74	0	11,776	-10,250	28	7,28	-6,34	17,32
297	SG 271	45	0,61845938	13,74	0	17,126	-10,250	28	10,59	-6,34	17,32
298	SG 272	45	0,61845938	13,74	0	22,126	-10,250	28	13,68	-6,34	17,32
299	SG 273	45	0,61845938	13,74	0	25,426	-10,250	28	15,72	-6,34	17,32
300	SG 274	45	0,61845938	13,74	0	30,426	-10,250	28	18,82	-6,34	17,32
301	SG 275	45	0,61845938	13,74	0	35,426	-10,250	28	21,91	-6,34	17,32
302	SG 276	45	0,61845938	13,74	0	40,426	-10,250	28	25,00	-6,34	17,32
MAIN GIRDER											
303	MG 1	485	57,70894	118,99	0	-90,2244	42	28	-5,206,75	2,423,78	1,615,85
304	MG 2	485	57,70894	118,99	0	0	42	28	0,00	2,423,78	1,615,85
305	MG 3	485	57,70894	118,99	0	90	42	28	5,193,80	2,423,78	1,615,85
306	MG 4	485	57,70894	118,99	0	-90,2244	20,5	28	-5,206,75	1,183,03	1,615,85
307	MG 5	485	57,70894	118,99	0	0	20,5	28	0,00	1,183,03	1,615,85
308	MG 6	485	57,70894	118,99	0	90	20,5	28	5,193,80	1,183,03	1,615,85
309	MG 7	485	57,70894	118,99	0	0	0	28	0,00	0,00	1,615,85
310	MG 8	485	57,70894	118,99	0	-90,2244	-42	28	-5,206,75	-2,423,78	1,615,85
311	MG 9	485	57,70894	118,99	0	0	-42	28	0,00	-2,423,78	1,615,85
312	MG 10	485	57,70894	118,99	0	90	-42	28	5,193,80	-2,423,78	1,615,85
313	MG 11	485	57,70894	118,99	0	-90,2244	-20,5	28	-5,206,75	-1,183,03	1,615,85
314	MG 12	485	57,70894	118,99	0	0	-20,5	28	0,00	-1,183,03	1,615,85
315	MG 13	485	57,70894	118,99	0	90	-20,5	28	5,193,80	-1,183,03	1,615,85
316	MG 14	485	13,78602	28,42	0	-135	-31,25	28	-1.861,11	-430,81	1,615,85
317	MG 15	485	13,78602	28,42	0	135	-31,25	28	1.861,11	-430,81	1,615,85
318	MG 16	485	13,78602	28,42	0	-135	31,25	28	-1.861,11	430,81	1,615,85
319	MG 17	485	13,78602	28,42	0	135	31,25	28	1.861,11	430,81	1,615,85
320	MG 18	485	53,86168	111,06	0	-45	0	28	-2,423,78	0,00	1,615,85
321	MG 19	485	53,86168	111,06	0	45	0	28	2,423,78	0,00	1,615,85
JUMLAH			4.341,59	Kips					37,03	-2,34	34.472,29

Level	F	FX	FY	FZ	COG MTO		
					X	Y	z
Main Deck	4.341,59	37,03	-2,34	34.472,29	0,009	-0,001	7,940
TOTAL	4.341,59						

A. PERHITUNGAN KONSTRUKSI PADA DECK

Konfigurasi antara Main girder, Secondary Girder, Berat Equipment, live load berat peralatan dengan pelat di atasnya sebagai berikut

I. PERHITUNGAN TEBAL PELAT PADA DECK

1. Live Load and Dead Load kondisi operasional				
W Live Load	=	176 psf	=	176 lb/ft ²
W total	=	176 psf	=	176 lb/ft ²
				= 0,001222 kips/in ²
				= 0,001222 kips/in ²

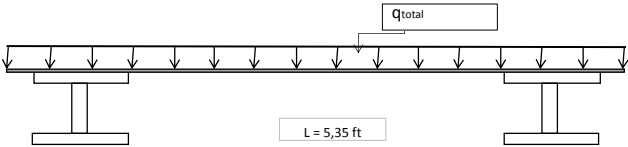
ban per pelat per inch

q = 0,001222222 kips/in2

perhitungan ini menggunakan design konfigurasi flush type

q = 0,001222222 kips/in2

Jarak L = 5,35 feet = 64,2 inch



2. Menghitung momen maksimum			
Moment (max)	=	1/8 x q x L ²	
	=	0,62970	kips.inc

3. Menghitung tebal pelat
Baja yang digunakan adalah A36, dengan
Yield strength

σ_y = 36 ksi
 σ_{ijin} = $\sigma_y \times 0.6$ = 21,6 ksi

Menghitung Modulus Penampang (S)

S = $\frac{M \text{ max}}{\sigma_{all \text{ bending}}}$ = $\frac{0,62970}{21,6}$ = 0,029153 in³

Tebal pelat

S = $\frac{I}{C}$ = $\frac{b h^3 / 12}{h / 2}$ = $\frac{b h^2}{6}$ = $\frac{b t^2}{6}$ = $\frac{6 S}{b}$ = $\frac{0,174915278}{1}$ = 0,174915278 in²

Dimana,

t² = $\frac{6 S}{b}$ = 0,418 in

Theoretical Weight per sq. ft. in lbs.	Plate Thickness Inches	SPAN										Minimum Modulus per ft. of width
		1'-6"	2'-0"	2'-6"	3'-0"	3'-6"	4'-0"	4'-6"	5'-0"	6'-0"	7'-0"	
6.15	1/8	148	83	53	37	—	—	—	—	—	—	.031
8.70	3/16	333	186	120	83	61	47	—	—	—	—	.070
11.25	1/4	593	333	213	148	109	83	66	53	—	—	.125
13.80	5/16	927	521	333	232	170	130	103	83	58	—	.195
16.35	3/8	1333	750	480	333	245	188	148	120	83	61	.281
18.90	7/16	1814	1021	653	453	333	255	201	163	113	83	.383
21.45	1/2	2370	1333	853	593	435	333	263	213	148	109	.500
24.00	5/8	3000	1668	1060	750	551	422	333	270	188	136	.633

Dari AISC bab 2, nilai t yang mendekati adalah

t ≈ 7/16 in = 0,4375 in
W = 18,92 lb/ft2 = 0,00013139 kip/in²
q = 0,00013139 kip/in (beban pelat per satuan in)

Check

t = 7/16 in
b = 1 in
S = $\frac{b t^2}{6}$ = 0,031901042 in³

Sehingga σ yang terjadi =

σ = $\frac{M \text{ max}}{S}$ = $\frac{0,62970}{0,031901042}$ = 19,74 ksi

Dari perhitungan didapat

$\sigma_{\text{perhitungan}}$ = 19,74 < σ_{ijin} = 21,6 <-- memenuhi

Design Plat Menggunakan tebal pelat 7/16 dengan weight = 18,92 lb/ft2 = 0,00013139 ksi

II. PERHITUNGAN SECONDARY GIRDER PADA DECK

Untuk menentukan properties beam pada secondary girder, maka luasan span yang menanggung beban terbesar harus ditentukan terlebih dahulu :

Luasan Span =

=

99,4

ft²

Panjang total girder yang menopang =

=

20,5

ft

Beban peralatan ialah beban equipment terberat yang menumpu pada span:

Beban peralatan

=

2,88

kips

=

2880

lb

a. Perhitungan beban total

Dari perhitungan beban total cellar deck :

W Live load	=	176 psf x A span	=	17494,4 lb
W Plat	=	18,92 psf x A span	=	1880,65 lb
Total (tanpa beban peralatan)	=		=	19375,048 lb
Beban peralatan	=		=	2880 lb
Total beban pada span	=		=	22255,048 lb

Beban total yang ditumpu secondary girder per feet pada luasan span:

Beban total (q1)

=

22255,048

÷Panjang total girder pada span

=

1085,61 lb/ft

=

0,0904677 kips/in

b. Menghitung momen max

Momen max pada ujung dengan L beam

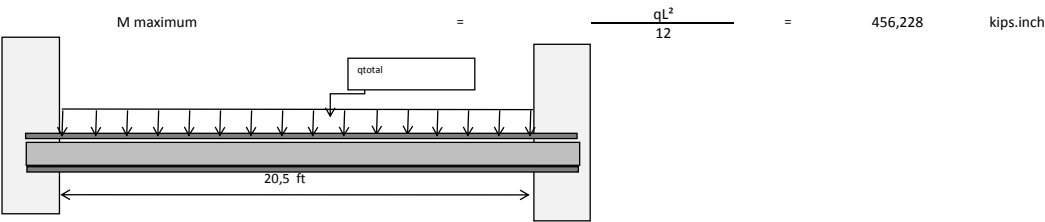
=

20,5 ft

=

246

inch



c. Menghitung Tegangan Izin

Menggunakan AISC ASD Part 5

Untuk bending stress

Sehingga untuk material A36 maka,

Fy

=

36

ksi

Fa

=

0,6 x Fy

=

21,6

ksi

didapatkan

Sxx

=

$\frac{Mmax}{Fa}$

=

21,1217 in³

d. Menentukan Properties Bahan

Dari AISC ASD Tabel W shape halaman 1-10 sd 1-32, didapatkan baja dengan Sxx min:

W 12 x 45

dengan Sxx =

58,1 in³

dan berat per ft =

45 psf

Check properties

σ

=

$\frac{M \max}{S}$

=

$\frac{456,23}{58,1}$

=

7,852469604 ksi

Dari perhitungan didapat

$\sigma_{perhitungan}$

<

7,852469604

<

σ_{ijin}

21,6 <--

Memenuhi

Nominal WT per ft - Lb.	Compact Section Criteria						Elastic Properties						Plastic Modulus	
	$\frac{b_f}{2t_f}$	F_y	$\frac{d}{t_w}$	F_y	r_f	$\frac{d}{A_f}$	Axis X-X			Axis Y-Y			Z_x	Z_y
		Ksi		Ksi	in.		I in. ⁴	S in. ³	r in.	I in. ⁴	S in. ³	r in.	in. ³	in. ³
W 12 x 58	58	7.8	—	33.9	57.6	2.72	475	79.0	5.28	107	21.4	2.51	86.4	32.5
x 53	53	8.7	55.9	35.0	54.1	2.71	425	70.5	5.23	95.8	19.2	2.48	77.9	29.1
W 12 x 50	50	6.9	—	32.9	60.9	2.17	394	64.7	5.18	86.3	13.9	1.95	72.4	21.4
x 45	45	7.0	—	36.0	51.0	2.15	350	58.1	5.15	50.0	12.4	1.94	64.7	19.0
x 40	40	7.8	—	40.5	40.3	2.14	310	51.9	5.13	44.1	11.0	1.93	52.5	18.8

Design Secondary Grider Menggunakan Profile W 12 x 45 dengan Sxx = 58,1 in³

Design Main Grider Menggunakan Profile W 36 x 485 dengan $S_{xx} = 1790 \text{ in}^3$

Berat Turbin = poros = Perhitungan diameter diketahui :

P = 10000 W = 10 Kw
 fc = 2
 rpm = 10 rad
 Baja A36 = 25 kgf/mm2

Data Turbin	
P	10 (Kw)
fc	2
n	10 (rpm)
Baja ST 60	60 Kg/mm ²
d _s	162,08 (mm)

dengan, P = Daya output turbin
 fc = Faktor Koreksi
 rpm = Putaran turbin

sehingga, Pd = fc . P
 = 20
 T = $9,74 \times 10^5 \cdot Pd/n$
 = 1948000 kg.mm

Bahan A36 $\sigma_b = 25 \text{ kgf/mm}^2$; $S_{f1} = 6,0$; $S_{f2} = 2,0$

$$\tau_b = \frac{\sigma_b}{S_{f1} \times S_{f2}}$$

$$= \frac{25}{6 \times 2}$$

$$= 2$$

$$Cb = 2$$

$$Kt = 1,5$$

$$d_s = \left(\frac{5,1}{\tau_a} \times K_t C_b T \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$= \left(\frac{5,1}{5} \times 1,5 \cdot 2 \cdot 27272 \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$= 229,79 \text{ mm}$$

$$= 0,755 \text{ ft} \quad 0,3775$$

$$V \text{ poros} = 30,9 \text{ ft}^3 \quad 19,5 \quad 11,4$$

$$0,323 \text{ m}^3$$

$$\text{Berat total} = 2535,55 \text{ kg}$$

$$= 5,0711 \text{ kips}$$

$$\text{lengan} = V \text{ lengan} = 0,042672 \text{ m}^3$$

$$W \text{ baja} = 7850 \text{ kg/m}^3$$

$$W \text{ lengan} = 334,9752 \text{ Kg}$$

$$= 0,67 \text{ kips}$$

$$W \text{ lengan total} @ \times 6 = 4,02 \text{ kips}$$

$$\text{Blade } 1,3792 \times 8,2 = 11,30944 \text{ ft}^2$$

$$0,4204 \times 2,5 = 1,05095 \text{ m}^2$$

$$V = 0,031529 \text{ m}^3$$

$$W = 247,4987 \text{ kg}$$

$$= 188,5 \text{ lb}$$

$$= 0,1885 \text{ kip}$$

$$W \text{ total} = 0,5655 \text{ kip}$$

$$W \text{ turbin total} = 9,66 \text{ kip}$$

$$W \text{ generator} = 0,13 \text{ kip}$$

$$W \text{ total} = 9,79 \text{ kip}$$

PERHITUNGAN PILE PONDASI

$$\begin{aligned}\text{OD PILE} &= \text{OD DECK LEG} \\ &= 25,0000 \text{ in} \\ &= 2,083 \text{ ft}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ratio of Gyration} &= \frac{t}{D} = \frac{0,35 \text{ OD}}{100} \\ &= \frac{0,35 \cdot 68,4843}{100} \\ &= 0,2427\end{aligned}$$

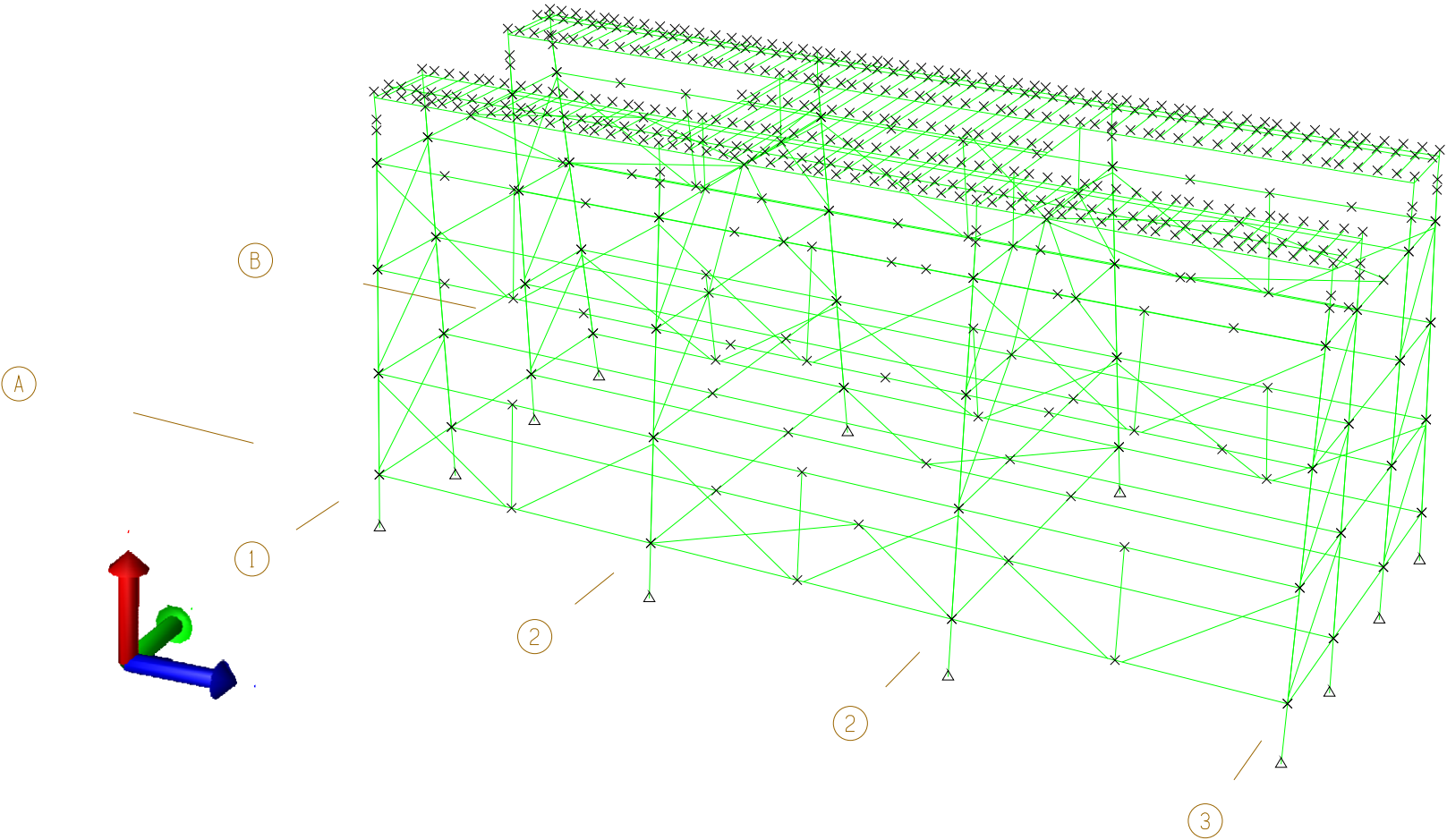
$$\begin{aligned}\text{ID Pile} &= \text{OD} - 2t \\ &= 68,4843 - (2 \cdot 0,0779) \\ &= 68,3285 \text{ in} \\ &= 5,6940 \text{ ft}\end{aligned}$$
$$\begin{aligned}\text{L jacket} &= 98,92 \text{ ft} = 1187 \text{ in} \\ \text{ro baja} &= 7850 \text{ kg/m} = 170 \text{ kip/in}^3 \\ R &= 12,46 \text{ in}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Dummy Pile} &= 6 \text{ OD} + \text{Scouring} \\ &= 153,00 \text{ in} \\ &= 12,75 \text{ ft}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Panjang Pile keseluruhan} &= \text{Panjang Jacket} + \text{Dummy Pile} \\ &= 1187,04 + 153,00 \\ &= 1340,04 \text{ in} \\ &= 111,67 \text{ ft}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Berat Pile} &= \rho A L \\ W &= 35,297 \text{ Kip} \\ &= 35297,377 \text{ lb}\end{aligned}$$

Active Structure



MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Ave)

LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
6000	0343	1.129	0350	0.637	0182	-1.626	0181	1.920
6001	0343	0.767	0008	1.655	0182	-1.655	0106	2.135
6002	0343	0.179	0008	2.305	0182	-1.676	0330	2.565
6003	0344	-0.766	0008	1.655	0182	-1.655	0330	2.135
6004	0344	-1.128	0347	0.635	0182	-1.626	0182	1.920
6005	0344	-0.707	0350	0.335	0182	-1.623	0182	1.716
6006	0344	-0.442	0351	-0.640	0221	-1.625	0221	1.701
6007	0343	0.362	0311	-0.766	0221	-1.635	0221	1.755

MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Max)

LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
6000	0343	1.381	0008	5.111	0182	-1.706	0003	5.269
6001	0350	0.943	0008	6.541	0280	-1.789	0008	6.585
6002	0343	0.181	0008	7.474	0280	-1.849	0008	7.479
6003	0347	-0.943	0008	6.541	0280	-1.789	0008	6.585
6004	0344	-1.381	0008	5.111	0182	-1.706	0003	5.269
6005	0344	-0.906	0008	4.536	0182	-1.694	0008	4.584
6006	0344	-0.517	0008	3.788	0182	-1.662	0008	3.801
6007	0343	0.442	0008	3.754	0182	-1.663	0008	3.764

MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Min)

LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
6000	0343	1.114	0350	0.288	0182	-1.619	0181	1.870
6001	0343	0.730	0050	1.087	0182	-1.645	0181	1.903
6002	0343	0.178	0050	1.683	0182	-1.664	0106	2.219
6003	0344	-0.729	0294	1.087	0182	-1.645	0182	1.905
6004	0344	-1.113	0347	0.287	0182	-1.619	0182	1.871
6005	0344	-0.723	0351	-0.575	0221	-1.620	0182	1.727
6006	0344	-0.466	0003	-1.119	0221	-1.634	0221	1.843
6007	0343	0.387	0003	-1.150	0221	-1.643	0221	1.931

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0344-0197	6007	0.40	0.0	-2.87	-6.72	-1.50	19.74	138.55	27.00	27.00	C<.15	30.0	30.0	0.85	0.85
DL7	601L-701L	6003	0.54	8.0	-0.88	-0.29	13.40	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	103L-203L	6002	0.26	30.2	0.05	6.69	-1.10	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.28	0.0	1.51	-5.50	-0.58	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.24	0.0	3.45	-1.19	-1.60	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6002	0.35	0.0	3.86	4.50	-0.28	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.52	4.6	-0.33	-9.42	4.55	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	006P-106P	6004	0.52	16.1	-6.15	-0.25	6.19	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	106P-206P	6004	0.52	0.0	-6.15	-0.25	6.19	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6002	0.43	0.0	-6.51	-3.22	-0.70	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6004	0.39	0.0	-5.93	-0.76	2.92	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6002	0.34	0.0	-6.29	1.21	-0.32	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6005	0.28	3.0	-0.95	0.28	-6.30	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0153-0252	6003	0.56	0.0	-0.35	-10.59	3.46	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	301L-0413	6003	0.65	0.0	-1.54	-2.54	15.42	20.31	247.09	27.00	27.00	C<.15	22.5	22.5	0.85	0.85
DL7	601L-701L	6002	0.61	8.0	-0.85	-1.03	15.18	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	103L-203L	6002	0.70	30.2	-0.04	18.13	-1.84	20.36	264.15	26.21	26.21	C<.15	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.69	0.0	3.05	-14.46	-0.02	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	310L-410L	6002	0.40	30.0	-3.09	-4.54	4.97	21.60	268.28	26.21	26.21	C>.15B	30.0	30.0	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6002	0.47	0.0	4.78	6.47	-0.59	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.51	4.6	-0.43	-9.37	4.20	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	005P-105P	6002	1.04	16.1	-6.55	-19.79	0.51	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	105P-205P	6002	1.04	0.0	-6.55	-19.79	0.51	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6002	0.67	0.0	-7.59	-8.65	-0.34	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6004	0.45	0.0	-6.95	-1.84	2.65	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6002	0.39	0.0	-7.36	1.18	0.10	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	512L-612L	6002	0.29	3.0	-0.86	0.58	-6.76	21.50	23696.07	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0153-0252	6003	0.59	0.0	-0.43	-10.26	4.74	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0344-0197	6007	0.40	0.0	-2.87	-6.72	-1.38	19.74	138.55	27.00	27.00	C<.15	30.0	30.0	0.85	0.85
DL7	605L-705L	6006	0.54	8.0	-0.89	0.18	13.36	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	103L-203L	6002	0.21	30.2	0.06	5.21	-1.05	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.23	0.0	1.31	-4.34	-0.66	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.23	0.0	3.36	-1.17	-1.63	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6002	0.33	0.0	3.73	4.20	-0.23	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.52	4.6	-0.32	-9.42	4.62	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6000	0.51	16.1	-5.99	0.88	6.16	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	103P-203P	6000	0.51	0.0	-5.99	0.88	6.16	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6004	0.41	0.0	-5.89	-0.22	-3.76	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6004	0.38	0.0	-5.78	-0.62	2.96	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6002	0.33	0.0	-6.14	1.22	-0.38	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6005	0.28	3.0	-0.95	0.31	-6.32	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0270-0372	6005	0.56	0.0	-0.43	-11.06	2.76	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0343-0206	6002	0.40	0.0	-2.81	-6.78	-1.60	19.71	135.49	27.00	27.00	C<.15	30.4	30.4	0.85	0.85
DL7	605L-705L	6006	0.51	8.0	-0.88	0.20	12.66	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	107L-207L	6007	0.17	30.2	0.05	4.27	1.05	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	203L-303L	6007	0.21	0.0	1.43	-3.67	-0.95	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	303L-403L	6000	0.23	0.0	3.33	-1.08	1.77	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	402L-502L	6007	0.34	0.0	4.07	3.87	-0.31	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.53	4.6	-0.29	-9.58	4.73	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	007P-107P	6007	0.62	0.0	-5.82	-9.26	2.17	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	103P-203P	6007	0.44	30.2	-6.64	-3.16	-1.09	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	203P-303P	6007	0.44	0.0	-6.64	-3.16	-1.09	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	303P-403P	6000	0.39	0.0	-6.13	-0.72	2.49	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	403P-503L	6007	0.34	0.0	-6.42	1.06	-0.21	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6005	0.28	3.0	-0.94	0.30	-6.26	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0270-0372	6005	0.56	0.0	-0.34	-11.13	2.80	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0344-0197	6007	0.40	0.0	-2.86	-6.78	-1.39	19.74	138.55	27.00	27.00	C<.15	30.0	30.0	0.85	0.85
DL7	605L-705L	6006	0.51	8.0	-0.88	0.17	12.59	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	103L-203L	6002	0.15	30.2	0.05	3.93	-0.72	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.19	0.0	1.37	-3.30	-0.51	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.23	0.0	3.46	-1.20	-1.43	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6002	0.35	0.0	3.95	4.25	-0.35	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.53	4.6	-0.29	-9.59	4.67	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6002	0.60	0.0	-5.78	-8.93	-1.03	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	106P-206P	6002	0.42	30.2	-6.57	-2.86	-0.64	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6002	0.42	0.0	-6.57	-2.86	-0.64	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6004	0.38	0.0	-6.00	-0.61	2.53	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6002	0.34	0.0	-6.34	1.14	-0.21	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6005	0.28	3.0	-0.95	0.27	-6.25	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0270-0372	6005	0.56	0.0	-0.37	-11.12	2.76	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0344-0197	6007	0.40	0.0	-2.86	-6.78	-1.39	19.74	138.55	27.00	27.00	C<.15	30.0	30.0	0.85	0.85
DL7	605L-705L	6006	0.51	8.0	-0.88	0.17	12.59	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	103L-203L	6002	0.15	30.2	0.05	3.93	-0.72	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.19	0.0	1.37	-3.30	-0.51	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.23	0.0	3.46	-1.20	-1.43	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6002	0.35	0.0	3.95	4.25	-0.35	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.53	4.6	-0.29	-9.59	4.67	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6002	0.60	0.0	-5.78	-8.93	-1.03	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	106P-206P	6002	0.42	30.2	-6.57	-2.86	-0.64	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6002	0.42	0.0	-6.57	-2.86	-0.64	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6004	0.38	0.0	-6.00	-0.61	2.53	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6002	0.34	0.0	-6.34	1.14	-0.21	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6005	0.28	3.0	-0.95	0.27	-6.25	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0270-0372	6005	0.56	0.0	-0.37	-11.12	2.76	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0343-0206	6000	0.51	0.0	-3.81	-8.94	0.09	21.60	110.60	27.00	27.00	C>.15B	30.4	30.4	0.85	0.85
DL7	601L-701L	6004	0.58	8.0	-1.03	-0.03	14.31	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	107L-207L	6002	0.07	30.2	0.16	-1.45	0.66	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.13	0.0	1.38	-1.70	-0.69	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.25	0.0	4.25	-1.32	-0.75	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6003	0.34	0.0	4.53	3.45	-0.34	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.58	4.6	-0.32	-11.89	3.22	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6002	0.54	0.0	-7.21	-5.34	-1.17	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	106P-206P	6003	0.44	0.0	-7.57	1.81	1.05	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6003	0.42	0.0	-7.46	-1.24	-0.98	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6003	0.40	0.0	-7.35	-0.94	0.83	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6003	0.38	0.0	-7.24	1.00	-0.43	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6003	0.32	3.0	-1.05	0.49	-7.21	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0153-0252	6005	0.65	0.0	-0.39	-13.60	2.10	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE LENGTHS		CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)		KLY (ft)	KLZ (ft)	Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	302L-0415	6002	0.68	0.0	0.90	-1.33	17.19	21.60	201.70	27.00	27.00	TN+BN	22.5	22.5	0.85	0.85
DL7	601L-701L	6002	0.60	8.0	-1.00	-0.64	14.84	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	107L-207L	6002	0.42	30.2	0.23	-10.69	0.44	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6002	0.48	0.0	2.94	-9.01	-0.37	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6002	0.30	0.0	4.93	-1.92	-0.48	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	407L-507L	6002	0.47	0.0	5.29	5.83	-0.46	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0132-0133	6007	0.58	4.6	-0.25	-11.77	-3.45	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6002	1.19	0.0	-6.20	-24.22	-1.45	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	106P-206P	6002	0.73	30.2	-8.43	-9.04	-0.65	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6002	0.73	0.0	-8.43	-9.04	-0.65	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6002	0.47	0.0	-8.32	-1.84	0.51	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	406P-506L	6002	0.41	9.1	-8.17	0.91	-0.28	21.27	2592.39	26.84	26.84	C>.15A	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	512L-612L	6002	0.32	3.0	-1.00	0.24	-7.41	21.50	23696.07	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0153-0252	6005	0.66	0.0	-0.51	-13.17	3.11	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT

AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0343-0206	6000	0.51	0.0	-3.81	-8.93	-0.02	21.60	110.60	27.00	27.00	C>.15B	30.4	30.4	0.85	0.85
DL7	608L-708L	6000	0.58	8.0	-1.02	0.07	-14.26	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	101L-201L	6006	0.06	30.2	0.03	-0.05	1.52	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6003	0.10	30.2	1.27	-0.15	1.15	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.25	0.0	4.16	-1.26	-0.76	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	403L-503L	6007	0.33	0.0	4.42	3.15	0.42	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.58	4.6	-0.31	-11.87	3.29	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6001	0.46	0.0	-7.46	-2.89	-1.31	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	103P-203P	6007	0.43	0.0	-7.48	1.42	0.95	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6003	0.40	0.0	-7.33	-0.35	-1.00	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6003	0.39	0.0	-7.22	-0.81	0.85	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	403P-503L	6007	0.37	0.0	-7.14	1.09	-0.37	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6003	0.32	3.0	-1.05	0.52	-7.22	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0117-0271	6007	0.65	0.0	-0.36	-13.71	-2.00	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT

AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0343-0206	6000	0.51	0.0	-3.81	-8.93	-0.13	21.60	110.60	27.00	27.00	C>.15B	30.4	30.4	0.85	0.85
DL7	608L-708L	6000	0.58	8.0	-1.02	0.11	-14.34	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	101L-201L	6006	0.06	30.2	0.17	0.02	1.49	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	202L-302L	6006	0.13	0.0	1.34	-1.53	0.86	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	302L-402L	6005	0.25	0.0	4.21	-1.33	-0.78	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	403L-503L	6007	0.34	0.0	4.53	3.46	0.44	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.58	4.6	-0.30	-11.87	3.34	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	007P-107P	6007	0.53	0.0	-7.28	-5.09	1.13	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	103P-203P	6007	0.44	0.0	-7.61	1.85	0.92	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	203P-303P	6007	0.42	0.0	-7.50	-1.32	-0.82	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	302P-402P	6005	0.40	0.0	-7.31	-0.95	-0.86	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	403P-503L	6007	0.38	0.0	-7.28	1.05	-0.34	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6003	0.32	3.0	-1.05	0.55	-7.23	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0117-0271	6007	0.65	0.0	-0.38	-13.64	-2.14	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MEMBER GROUPS SUMMARY REPORT
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE KLY (ft)	LENGTHS KLZ (ft)	CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)				Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	307L-0428	6006	0.68	0.0	0.94	-1.27	17.18	21.60	201.70	27.00	27.00	TN+BN	22.5	22.5	0.85	0.85
DL7	605L-705L	6006	0.60	8.0	-1.01	0.52	14.94	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	102L-202L	6006	0.41	30.2	0.23	-10.48	0.55	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	202L-302L	6006	0.47	0.0	2.93	-8.84	0.55	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	302L-402L	6006	0.30	0.0	4.90	-1.93	-0.62	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	403L-503L	6006	0.46	0.0	5.25	5.69	0.50	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.59	4.6	-0.25	-11.80	3.63	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	006P-106P	6006	1.18	0.0	-6.25	-23.88	-1.56	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	102P-202P	6006	0.72	30.2	-8.40	-8.87	0.79	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	202P-302P	6006	0.72	0.0	-8.40	-8.87	0.79	21.60	233.32	26.84	26.84	C>.15B	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	302P-402P	6006	0.47	0.0	-8.29	-1.86	-0.67	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	402P-502L	6006	0.41	9.1	-8.14	0.89	0.28	21.27	2592.39	26.84	26.84	C>.15A	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	509L-609L	6006	0.33	3.0	-1.00	0.01	7.56	21.50	23696.07	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0117-0271	6006	0.67	0.0	-0.54	-13.06	-3.27	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GROUP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX UNITY CHK.	DIST. FROM END (ft)	--- APPLIED STRESSES ---			----- ALLOWABLE STRESSES -----				CRIT. COND.	EFFECTIVE LENGTHS		CM VALUES	
					AXIAL (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)	AXIAL (ksi)	EULER (ksi)	BEND-Y (ksi)	BEND-Z (ksi)		KLY (ft)	KLZ (ft)	Y	Z
---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BRC	0343-0206	6000	0.51	0.0	-3.81	-8.93	-0.02	21.60	110.60	27.00	27.00	C>.15B	30.4	30.4	0.85	0.85
DL7	608L-708L	6000	0.58	8.0	-1.02	0.07	-14.26	21.32	3332.26	26.84	26.84	C<.15	8.0	8.0	0.85	0.85
LG2	101L-201L	6006	0.06	30.2	0.03	-0.05	1.52	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG3	206L-306L	6003	0.10	30.2	1.27	-0.15	1.15	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG4	307L-407L	6001	0.25	0.0	4.16	-1.26	-0.76	21.60	264.15	26.21	26.21	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
LG5	403L-503L	6007	0.33	0.0	4.42	3.15	0.42	21.60	2935.02	26.21	26.21	TN+BN	9.1	9.1	0.85	0.85
MGD	0076-0077	6002	0.58	4.6	-0.31	-11.87	3.29	21.35	998.47	25.48	34.14	CM+BN	4.6	4.6	1.00	1.00
PL1	003P-103P	6001	0.46	0.0	-7.46	-2.89	-1.31	21.60	820.25	26.84	26.84	C>.15B	16.1	16.1	0.85	0.85
PL2	103P-203P	6007	0.43	0.0	-7.48	1.42	0.95	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL3	206P-306P	6003	0.40	0.0	-7.33	-0.35	-1.00	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL4	306P-406P	6003	0.39	0.0	-7.22	-0.81	0.85	20.26	233.32	26.84	26.84	C>.15A	30.2	30.2	0.85	0.85
PL5	403P-503L	6007	0.37	0.0	-7.14	1.09	-0.37	21.60	2592.39	26.84	26.84	C>.15B	9.1	9.1	0.85	0.85
PL6	508L-608L	6003	0.32	3.0	-1.05	0.52	-7.22	21.50	23331.52	26.84	26.84	C<.15	3.0	3.0	0.85	0.85
SGD	0117-0271	6007	0.65	0.0	-0.36	-13.71	-2.00	20.84	278.65	23.76	32.86	CM+BN	4.1	4.1	1.00	1.00

MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Ave)

LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
1	0343	0.055	0349	-0.084	0347	-0.722	0350	0.726
2	0343	0.216	0349	-0.349	0182	-1.311	0182	1.311
3	0350	-0.009	0008	-0.398	0342	-0.064	0008	0.400
10	0079	0.009	0049	0.006	0105	-0.132	0105	0.132
100	709L	0.025	0007	-0.010	0348	-0.029	0348	0.032
145	709L	0.027	0050	0.075	0035	0.013	0068	0.080
190	0347	-0.004	0050	0.135	0342	0.024	0050	0.135
1135	711L	-0.027	0294	0.075	0034	0.013	0312	0.079
1180	711L	-0.025	0009	-0.010	0348	-0.029	0348	0.032
1225	712L	-0.032	0400	0.070	0035	0.011	0363	0.077
1270	710L	-0.035	0008	-0.041	0341	0.014	0361	0.050
1315	0350	-0.012	0294	-0.110	0027	0.013	0312	0.111
6000	0343	0.295	0349	-0.598	0182	-1.800	0182	1.809
6001	0343	0.301	0351	-0.574	0182	-1.805	0182	1.810
6002	0343	0.276	0349	-0.539	0182	-1.802	0182	1.804
6003	0344	-0.300	0349	-0.575	0182	-1.805	0182	1.811
6004	0344	-0.295	0351	-0.597	0182	-1.800	0182	1.810
6005	0344	-0.305	0351	-0.590	0182	-1.805	0182	1.811
6006	0344	-0.307	0351	-0.616	0182	-1.799	0182	1.812
6007	0344	-0.287	0349	-0.637	0182	-1.802	0182	1.819

MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Max)

LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
1	0343	0.055	0349	-0.084	0347	-0.722	0350	0.726
2	0343	0.216	0349	-0.349	0182	-1.311	0182	1.311
3	0350	-0.074	0008	-3.140	0342	-0.509	0008	3.159
10	0079	0.009	0049	0.006	0105	-0.132	0105	0.132
100	709L	0.025	0007	-0.010	0348	-0.029	0348	0.032
145	709L	0.027	0050	0.075	0035	0.013	0068	0.080
190	0347	-0.019	0348	0.535	0342	0.141	0348	0.539
1135	711L	-0.027	0294	0.075	0034	0.013	0312	0.079
1180	711L	-0.025	0009	-0.010	0348	-0.029	0348	0.032
1225	712L	-0.032	0400	0.070	0035	0.011	0363	0.077
1270	0350	-0.047	0008	-0.455	0341	0.131	0008	0.458
1315	0350	-0.012	0294	-0.110	0027	0.013	0312	0.111
6000	0343	0.294	0003	-3.190	0182	-1.812	0003	3.190
6001	0343	0.299	0003	-3.210	0182	-1.816	0003	3.210
6002	0343	0.275	0003	-2.698	0182	-1.816	0008	2.713
6003	0344	-0.299	0003	-3.210	0182	-1.817	0003	3.210
6004	0344	-0.293	0003	-3.190	0182	-1.812	0003	3.190
6005	0344	-0.303	0003	-3.214	0182	-1.817	0003	3.214
6006	0344	-0.305	0003	-3.616	0182	-1.809	0008	3.632
6007	0344	-0.285	0003	-3.266	0182	-1.814	0003	3.266

MAXIMUM JOINT DISPLACEMENTS REPORT (Min)

LOAD COND	JOINT	DEFL(X) (in)	JOINT	DEFL(Y) (in)	JOINT	DEFL(Z) (in)	JOINT	DEFL(T) (in)
1	0343	0.055	0349	-0.084	0347	-0.722	0350	0.726
2	0343	0.216	0349	-0.349	0182	-1.311	0182	1.311
3	0350	0.000	0008	0.000	0342	0.000	0008	0.000
10	0079	0.009	0049	0.006	0105	-0.132	0105	0.132
100	709L	0.025	0007	-0.010	0348	-0.029	0348	0.032
145	709L	0.027	0050	0.075	0035	0.013	0068	0.080
190	0347	-0.002	0050	0.112	0342	0.014	0050	0.112
1135	711L	-0.027	0294	0.075	0034	0.013	0312	0.079
1180	711L	-0.025	0009	-0.010	0348	-0.029	0348	0.032
1225	712L	-0.032	0400	0.070	0035	0.011	0363	0.077
1270	709L	-0.035	0348	0.047	0427	0.011	0348	0.052
1315	0350	-0.012	0294	-0.110	0027	0.013	0312	0.111

6000	0343	0.296	0349	-0.445	0182	-1.798	0182	1.798
6001	0343	0.301	0350	0.463	0182	-1.803	0182	1.804
6002	0343	0.277	0350	0.462	0182	-1.801	0182	1.802
6003	0344	-0.300	0347	0.461	0182	-1.803	0182	1.804
6004	0344	-0.295	0351	-0.444	0182	-1.798	0182	1.799
6005	0344	-0.305	0350	0.462	0182	-1.803	0182	1.804
6006	0344	-0.307	0351	-0.439	0182	-1.797	0182	1.798
6007	0344	-0.287	0349	-0.484	0182	-1.800	0182	1.802

DAFTAR PUSTAKA

- Ayoga, T.F, 2013. *Studi Potensi Energi Arus Laut dan Evaluasi Kesesuaian Teknologi PLTAL di Selat Boleng dan Selat Panatar NT*. Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- American Petroleum Institute. 2000. *API RP 2A: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Platform Working Stress Design 21st Edition*, Washington.
- AISC. 1994. *Mannual for Steel Construction: Allowable Stress Design 9th Edition*. American Institute of Steel Construction, Inc, Chicago.
- Bhattacharya, R. 1978. *Dynamic of Marine Vehicles*. John Wiley & Sons, New York, USA.
- Brown, J, A. Colling, D. Park, J. Philips, D. Rothery, dan J. Wright. 1989. *Ocean Circulation*. The Open University. Published In Assosiation with Pergamon Press.
- Diposaptono, S. 2007. *Karakteristik Laut Pada Kota Pantai Direktorat Bina Pesisir, Direktorat Jendral Urusan Pesisir dan Pulau-Pulau Kecil*. Departemen Kelautan dan Perikanan. Jakarta.
- Chakrabarti S.K. 1987. *Hydrodynamics of Offshore Structures*. Computational Mechanics Publication Southampot Boston, Springer-Verlag, Berlin
- Chakrabarti S.K. 1987. *Handbook of Offshore Engineering Volume 1*. Offshore Structure Analysis, Inc.
- Djarmiko, E.,B. 1994. *Struktur Bangunan Laut*, Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Daryanto, Y., 2007. *Kajian Potensi Angin Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Baru*. Balai PPTAGG-UPT-LAGG
- El-Reedy, M. 2014. *Marine Structural Design Calculations*, Elsevier, Langford Lane, UK,
- Graff, W.J. 1984. *Introduction to Offshore Structure*, Gulf Publishing Company, Houston.

- Gross, M. 1990. Oceanography sixth edition. New Jersey : Prentice-Hall.Inc.
- Hutabarat,L.,Evans, S.M.1984. Pengantar Oceanografi.UI Press. Jakarta.
- Khan, N.I., M.T. Iqbal, Michael Hinchey, dan Vlastimil Masek. 2009. *Performance of Savonius Rotor as A Water Current Turbine*. Journal of Ocea Technology. Vol. 4, No. 2, pp. 71-83.
- Mc Clelland, Barmlette. 1986 *Planning and Designing of Fixed Offshore Platforms*, Van Nostrand Reinhold Co. New York.
- Mukhtasor. 2012. *Ocean Energy in Indonesia. An Overview and Notes for Ocean Energy Development*. Presentasi EBTKE-CONEX. Jakarta.
- Pond, S.,& Pickard, G. (1983). *Introductory dynamical Oceanography*; Second edition. New York: Pergamon Press.
- Kurniawan, Mujib.2004. *Studi Fluktuasi Arus Permukaan Frekuensi Rendah (Low Frequency) Di Perairan Utara Papua Pada Bulan Oktober 2001-Agustus 2002*. Skripsi. Ilmu dan Teknologi Kelautan. Fakultas Perikanan dan Ilmu Kelautan. Institut Pertanian Bogor
- Wilda R. 2014. *Studi Konsep Pemanfaatan Arus Laut di Selat Lalang Sebagai Sumber Energi Terbarukan Untuk FSO Ladinda*. Tugas Akhir. Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya.

<http://en.wikipedia.org>, 2014

<http://greenfieldgeography.wikispaces.com>, 2014

<http://oceanservice.noaa.gov>, 2014

<http://tidesandcurrents.noaa.gov>, 2014

<http://www.aquaret.com>, 2014

<http://www.bappenas.go.id>, 2014

<http://www.cleantech.org>, 2014

<http://www.datacenterukp.wordpress.com> 2014

<http://www.dekin.dkp.go.id>, 2014

<http://www.esdm.go.id>, 2014

<http://www.v-gurp.nl>, 2014

www.googleearth.com ,2014

BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan Di Surabaya pada tanggal 18 Mei 1992, merupakan anak kedua dari dua bersaudara. Penulis telah menempuh pendidikan formal di SDN Tandes Kidul II Surabaya, SMP Negeri 3 Surabaya, dan SMA Negeri 2 Surabaya. Setelah lulus pada tahun 2010, penulis mengikuti program Seleksi Nasional Mahasiswa Perguruan Tinggi Negeri dan diterima di jurusan Teknik Kelautan FTK – ITS dan terdaftar dengan NRP. 4310100068.

Di jurusan Teknik Kelautan, penulis mengambil bidang keahlian studi Energi dan Lingkungan Laut terkait dengan sumber energi terbarukan. Penulis aktif dalam kegiatan organisasi mahasiswa, mengikuti beberapa seminar serta Unit Kegiatan Mahasiswa Olah Raga Air. Dalam mengaplikasikan keilmuan yang didapat, penulis pernah melakukan *On Job Training* (OJT) di PT. BPPT Jakarta, yaitu badan yang di bawahi langsung oleh Kemenristek. Dan penulis mengambil Tugas Akhir, dengan topik, “Studi konsep Desain Struktur Penopang” sebagai syarat kelulusan Strata 1.

Email : dimaspusuratama@gmail.com

No. HP : 089676060051